

**“ANÁLISIS MULTI-OBJETIVO PARA LA MINIMIZACIÓN DE PÉRDIDAS
DE POTENCIAS EN UN SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN USANDO TÉCNICAS
DE COMPENSACIÓN.”**

**UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA
SEDE QUITO**

**CARRERA:
INGENIERÍA ELÉCTRICA**

**Trabajo de titulación previo a la obtención del título de
INGENIERO ELÉCTRICO**

**TEMA:
“ANÁLISIS MULTI-OBJETIVO PARA LA MINIMIZACIÓN DE PÉRDIDAS
DE POTENCIAS EN UN SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN USANDO TÉCNICAS
DE COMPENSACIÓN.”**

**AUTOR:
ANGELO XAVIER CARRASCO ORMAZA**

**TUTOR:
ALEXANDER ÁGUILA TÉLLEZ**

Quito, junio 2021

Angelo Xavier Carrasco Ormaza

**“ANÁLISIS MULTI-OBJETIVO PARA LA MINIMIZACIÓN DE
PÉRDIDAS DE POTENCIAS EN UN SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN
USANDO TÉCNICAS DE COMPENSACIÓN.”**

Universidad Politécnica Salesiana, Quito-Ecuador 2021
Ingeniería Eléctrica

Breve reseña histórica e información de contacto.



Angelo Xavier Carrasco Ormaza (Y'1990 – M'09) Realizó sus estudios de nivel secundario en el Instituto Superior de Tecnologías apropiadas “INSTA” de la ciudad de Quito. Egresado de Ingeniería Eléctrica de la Universidad Politécnica Salesiana. Su trabajo se basa en la minimización de pérdidas de potencias en sistemas de distribución usando técnicas de compensación acarrascoo@est.ups.edu.ec

Dirigido por



Alexander Águila Téllez (Y'1981 – M'09) recibió el título de Ingeniero Eléctrico y el de Máster en Eficiencia Energética en los años 2005 y 2010 respectivamente. Obtuvo su título de Magíster en ingeniería (2019) y de Doctor en Ingeniería (2021), ambos en la Universidad Pontificia Bolivariana - Colombia-Medellín. Es miembro del Grupo de Investigación GIREI. Sus principales intereses de investigación incluyen la compensación VOLT-VAR en redes de distribución eléctrica, redes inteligentes, minimización de pérdidas de energía, las energías renovables y la eficiencia energética. Es profesor investigador de la Universidad Politécnica Salesiana- Ecuador. aaguila@ups.edu.ec

Todos los derechos reservados:

Queda prohibida, salvo excepción prevista en la ley, cualquier forma de reproducción, distribución, comunicación pública y transformación de esta obra para fines comerciales, sin contar con la autorización de los titulares de propiedad intelectual. La infracción de los derechos mencionados puede ser constitutiva de delito contra la propiedad intelectual. Se permite la libre difusión de este texto con fines académicos o investigativos por cualquier medio, con la debida notificación a los autores.

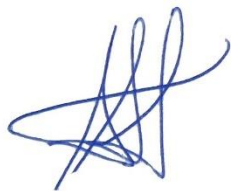
DERECHOS RESERVADOS

©2021 Universidad Politécnica Salesiana
QUITO - ECUADOR

DECLARATORIA DE COAUTORÍA DEL DOCENTE TUTOR/A

Yo, Alexander Águila declaro que bajo mi dirección y asesoría fue desarrollado el trabajo de titulación “ANÁLISIS MULTI-OBJETIVO PARA LA MINIMIZACIÓN DE PÉRDIDAS DE POTENCIAS EN UN SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN USANDO TÉCNICAS DE COMPENSACIÓN.”, realizado por Angelo Xavier Carrasco Ormaza, obteniendo un producto que cumple con todos los requisitos estipulados por la Universidad Politécnica Salesiana para ser considerado como trabajo final de titulación.

Quito, junio 2021



.....

Alexander Águila Téllez

175598318-4

CESIÓN DE DERECHOS DE AUTOR

Yo, Angelo Xavier Carrasco Ormaza, con documento de identificación N° 1719705368, manifiesto mi voluntad y cedo a la Universidad Politécnica Salesiana la titularidad sobre los derechos patrimoniales en virtud de que soy autor del trabajo de grado/titulación intitulado: “ANÁLISIS MULTI-OBJETIVO PARA LA MINIMIZACIÓN DE PÉRDIDAS DE POTENCIAS EN UN SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN USANDO TÉCNICAS DE COMPENSACIÓN.”, mismo que ha sido desarrollado para optar por el título de: INGENIERO ELÉCTRICO, en la Universidad Politécnica Salesiana, quedando la Universidad facultada para ejercer plenamente los derechos cedidos anteriormente.

En aplicación a lo determinado en la Ley de Propiedad Intelectual, en mi condición de autor me reservo los derechos morales de la obra antes citada. En concordancia, suscribo este documento en el momento que hago entrega del trabajo final en formato digital a la Biblioteca de la Universidad Politécnica Salesiana.

Quito, D. M., junio 2021



.....

Angelo Xavier Carrasco Ormaza

CI: 171970536-8

Índice de Contenido

Resumen	10
Abstract.....	10
1. Introducción	11
2. Marco Teórico	12
2.1 Sistemas eléctricos de distribución.	12
2.2 Compensación reactiva (Óptima ubicación y dimensión de capacitores)... ..	12
2.3 Compensación activa (Óptima ubicación de generación distribuida).	13
2.4 Compensación simultánea.	13
2.5 Conversión de voltaje a nivel superior.	13
2.6 Pérdidas en los Sistemas de Distribución.	13
3. Modelamiento del Sistema.....	14
3.1 Modelación matemática de flujos de potencia.....	14
3.2 Modelo de optimización.....	15
3.3 Algoritmo de resolución.....	16
4. Casos de Estudio.....	17
4.1 Sistema de distribución radial IEEE 69 barras.	17
5. Análisis de Resultados	19
5.1 Perfiles de Tensión y ángulos en IEEE 69 barras	19
5.2 Minimización de pérdidas de potencia para en IEEE 69 barras.....	20
5.3 Potencia activa y reactiva en IEEE 69 barras.	21
5.4 Factores de potencia para todos los escenarios en IEEE 69 barras.....	22
5.5 Costos por pérdidas de potencia a corto, mediano y largo plazo.	23
5.6 Costos de instalación de escenarios de compensación.	23
5.7 Ahorros generados por los escenarios de compensación, corto mediano y largo plazo.	24
5.8 Escenario Ganador.	24
6. Conclusiones.....	25
7. Trabajos Futuros.....	26
8. Referencias.....	26
9. Estado del Arte.....	32
10. Anexos	41

Índice de Figuras

Figura 1. Red de distribución de energía eléctrica	12
Figura 2. Ejemplo de generación distribuida conectada a la red eléctrica.....	12
Figura 3. Sistema IEEE 69 barras	17
Figura 4. Ubicación de compensación reactiva	18
Figura 5. Ubicación de GD.....	18
Figura 6. Ubicación de capacitor y GD	19
Figura 7. Perfiles de voltaje	19
Figura 8. Ángulos.....	19
Figura 9. Pérdidas de potencia activa	20
Figura 10. Pérdidas de potencia reactiva	20
Figura 11. Pérdidas P ramales 9-65, 11-67 y 12-69.....	21
Figura 12. Pérdidas Q ramales 9-65, 11-67 y 12-69	21
Figura 13. Potencia P y Q caso inicial	21
Figura 14. Potencia P y Q compensación simultánea.....	21
Figura 15. Potencia P y Q compensación reactiva	21
Figura 16. Potencia P y Q generación distribuida	21
Figura 17. Potencia P y Q conversión de voltaje	22
Figura 18. FP caso inicial.....	22
Figura 19. FP compensación simultánea	22
Figura 20. FP compensación reactiva.....	22
Figura 21. FP generación distribuida	22
Figura 22. FP conversión de voltaje	23
Figura 23. Costos por pérdidas de potencia 1 año	23
Figura 24. Costos por pérdidas de potencia 5 años	23
Figura 25. Costos por pérdidas de potencia 10 años	23
Figura 26. Costos de instalación.....	23
Figura 27. Ahorros por minimización de pérdidas en 1 año	24
Figura 28. Ahorros por minimización de pérdidas en 5 años	24
Figura 29. Ahorros por minimización de pérdidas en 10 años.....	24
Figura 30. Resumen e indicador de la temática - Estado del arte	38
Figura 31. Indicador de formulación del problema - Estado del arte	39
Figura 32. Indicador de solución - Estado del arte	40

Índice de Tablas

Tabla 1. Variables de flujo de carga	14
Tabla 2. Variables minimización de costos	16
Tabla 3. Pérdidas totales.....	21
Tabla 4. Potencias totales	22
Tabla 5. Factores de potencia	22
Tabla 6. Costos por pérdidas de potencia.....	23
Tabla 7. Costos de instalación	24
Tabla 8. Ahorros generados	24
Tabla 9. Matriz de decisión	25
Tabla 10. Valores no normalizados	25
Tabla 11. Valores normalizados.....	25
Tabla 12. Solución de vectores ponderados.....	25
Tabla 13. Datos del sistema IEEE 69 barras	41
Tabla 14. Pérdidas de potencia	42
Tabla 15. Perfiles de voltaje y ángulos	45
Tabla 16. Potencias luego del flujo de carga	47
Tabla 17. Costos de transformadores	50
Tabla 18. Cálculo de costos Transformadores	52

“ANÁLISIS MULTI-OBJETIVO PARA LA MINIMIZACIÓN DE PÉRDIDAS DE POTENCIAS EN UN SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN USANDO TÉCNICAS DE COMPENSACIÓN.”

Resumen

El presente artículo evalúa distintas técnicas de compensación de potencias activas (generación distribuida) y reactiva (capacitores), con el fin de minimizar pérdidas en un sistema eléctrico de distribución. Se establece una metodología para calcular de forma multiobjetivo, mediante flujos de potencia, el escenario óptimo que tenga el mínimo de pérdidas de potencia al menor costo posible.

El algoritmo de optimización que se aplicó, minimiza funciones objetivo de pérdidas de potencia y costos, el cual está asociado a restricciones de balances de potencia, y varios límites teóricos en cuanto a calidad y eficiencia energética para distintos escenarios de compensación. De esta manera el algoritmo establece una matriz de decisión que permite encontrar que escenario es el más óptimo a usarse. Para el modelamiento de este problema se utilizará el sistema de distribución radial (RDN) IEEE 69 barras.

Para la implementación del algoritmo de optimización y descripción de resultados de pérdidas de potencia, perfiles de voltaje, factores de potencia, y costos se usó el software Matlab y MatPower.

Palabras Clave: Compensación de potencias, generación distribuida, optimización multiobjetivo, pérdidas de potencia. sistema de distribución radial

Abstract

This article evaluates different compensation techniques for active (distributed generation) and reactive (capacitors) powers, in order to minimize losses in an electrical distribution system. A methodology is established to calculate in a multi-objective way, through power flows, the optimal scenario that has the minimum of power losses at the lowest possible cost.

The optimization algorithm that was applied minimizes objective functions of power losses and costs, which is associated with power balance restrictions, and various theoretical limits in terms of quality and energy efficiency for different compensation scenarios. In this way, the algorithm establishes a decision matrix that allows finding which scenario is the most optimal to use. For the modeling of this problem, the IEEE 69 busbar radial distribution system (RDN) will be used. For the implementation of the optimization algorithm and description of the results of power losses, voltage profiles, power factors, and costs, the Matlab and MatPower software were used.

Keywords: Power compensation, distributed generation, multi-objective optimization, power losses. radial distribution system

1. Introducción

Debido al aumento acelerado de la demanda energética, los sistemas de distribución (DS) actuales están sujetos a cambios significativos, esto debido a que los usuarios han cambiado el consumo de energía tradicional por nuevas tecnologías como cocinas de inducción, calefones eléctricos, vehículos eléctricos y la cada vez mayor demanda de aparatos electrónicos modernos, los cuales hacen que el sistema presente varios inconvenientes como; pérdidas de potencia en las líneas, perturbaciones de voltajes y corrientes debido a equipos de electrónica de potencia, factores de potencia inestables por mencionar algunos. Dichos inconvenientes son un inmenso desafío para las empresas distribuidoras alrededor del mundo, ya que se busca entregar la energía eléctrica al consumidor final con el mínimo de inconvenientes posibles [1]–[4].

Para lograr minimizar las pérdidas en las líneas, mantener una mejor regulación de voltaje para los buses de carga y mejorar la seguridad del sistema, se han venido utilizando métodos comunes de inyección de potencia activa o reactiva como, colocación de capacitores, asignación de generación distribuida y reconfiguración del sistema de distribución [5]–[8]. La cantidad de compensación proporcionada por los elementos depende de la determinación del tamaño adecuado y optimas ubicaciones de los mismos [6], [9]–[11]. Se han realizado muchas investigaciones sobre la ubicación de elementos en el pasado reciente, mediante técnicas de algoritmos heurísticos que son muy eficientes para resolver este problema de ubicación, de su capacidad y explotación de estos. Los elementos son relativamente fáciles de instalar y se pueden conectar o desconectar del DS, sin embargo, una inadecuada ubicación y dimensionamiento

de estas puede causar mayores pérdidas, daños en los equipos, daños ambientales y elevar costos de operación del sistema [12], [13]. La mayor parte de la literatura minimiza el costo total de las instalaciones de elementos de compensación, en la actualidad las investigaciones también se centran en los ahorros por pérdidas de energía en el transcurso del tiempo, sin embargo muy pocas obras indagan a fondo en la inversión con base real de los costos y beneficios que tendría un método de compensación [12], [14]–[16].

Todos los estudios en particular se centran en dar un método de compensación, pero el problema se resume en saber cuál técnica de compensación es la más conveniente a usarse en un sistema de distribución.

Por ello este artículo académico propone un algoritmo de optimización, el cual analiza varios escenarios de compensación propuestos por autores. Los efectos positivos de los escenarios, se verifican con el uso de MatPower y Matlab, llevando a cabo un estudio mediante flujos de potencias [17]. Con este proceso se logra obtener resultados de perfiles de voltajes, ángulos, pérdidas de potencia. Adicionalmente se calcula el factor de potencia [13], [17], costos dependiendo del tamaño y de cada kW, kVAr, kVA instalado y ahorros asociados a pérdidas de energía [9], [16], [18]. Con los datos obtenidos se establece una matriz de decisión la cual mediante optimización multiobjetivo refleja el escenario más conveniente que satisfaga el criterio de mínimo de pérdidas al menor costo para el sistema propuesto, posteriormente se comparan los resultados con el caso base de estudio. Para la aplicación del modelo propuesto se tiene como caso de estudio base al sistema de distribución radial IEEE 69 barras.

El presente artículo tiene por estructura lo siguiente; la Sección I describe la introducción. La Sección II describe los sistemas eléctricos de distribución, los aspectos conceptuales de la ubicación de capacitores usando algoritmo genético, la ubicación de generación distribuida y compensación simultánea usando algoritmo de polinización de flores, conversión de voltaje a nivel superior y pérdidas en los sistemas de distribución. La Sección III establece la metodología de optimización multiobjetivo de la matriz de decisión que define el escenario ganador. En la sección IV se describe el caso de estudio base IEEE 69 barras. En la sección V se muestran los resultados y en la sección VI se muestran las conclusiones.

2. Marco Teórico

2.1 Sistema eléctrico de distribución.

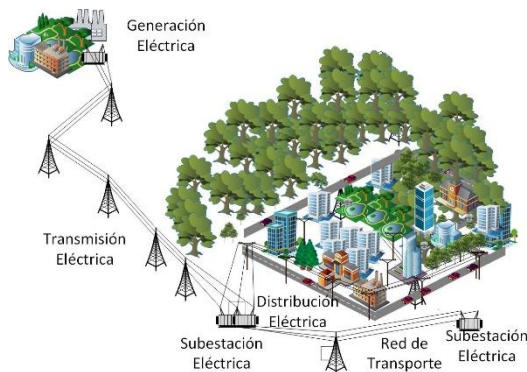


Figura 1. Red de distribución de energía eléctrica.
[Autor]

Las redes de distribución eléctrica o sistemas eléctricos de distribución, son un grupo de elementos cuya definición clásica en la ingeniería incluye una subestación principal de potencia, sistemas de subtransmisión, una subestación de distribución, alimentadores primarios, transformadores de distribución y alimentadores secundarios, estos elementos

existen tanto en redes aéreas como subterráneas y se dispersan en grandes territorios cuya función en conjunto es distribuir la energía eléctrica a todos los consumidores [14], [19]–[21].

En el Ecuador el voltaje generado por las subestaciones de distribución, las cuales transforman a voltajes operables para sectores urbanos o rurales son; 34.5kV, 22.8kV, 22kV, 13.8kV, 13.2kV, 6.3kV y 4.16kV[22].

Las redes existentes de distribución de energía (DN) son diseñadas para que trabajen de manera radial es decir que el flujo sea unidireccional desde la red hacia los consumidores, sin embargo, cuando se lleva a cabo optimización para minimizar pérdidas de potencia se instalan elementos que hacen que esta red no permanezca unidireccional lo cual modifica la DN es por ello que con el avance tecnológico se actualizan estas redes lo que permite la superación de estos problemas[23].

2.2 Compensación reactiva (Óptima ubicación y dimensión de capacitores).



Figura 2. Ejemplo de generación distribuida conectada a la red eléctrica. [Autor]

Este tipo de compensación se realiza con el fin de minimizar pérdidas de potencia para mejorar perfiles de voltaje y FP. Para la colocación óptima de los capacitores se utilizan variados algoritmos cuyo propósito

es determinar el o los sitios adecuados, así como el tamaño adecuado del capacitor o banco de capacitores a instalarse [24]–[26].

Los resultados presentados por los algoritmos deben de ser relevantes para fines de planificación, para los clientes porque deben tener el potencial de reducir costos de distribución de energía, así como para los entes reguladores que supervisan la planificación y gestión a largo plazo. Además de tener un fin práctico para el sistema ya que se busca que las empresas eléctricas distribuidoras se beneficien de la óptima colocación de capacitores [27]. La instalación de capacitores o banco de capacitores actúa como fuente local de potencia reactiva, lo que genera que menos potencia reactiva fluya a través de las líneas, disminuyendo la corriente en los conductores y por lo tanto solucionando los problemas mencionados [28]–[31]

2.3 Compensación activa (Óptima ubicación de generación distribuida).

La generación distribuida (GD) utiliza preferentemente distintas fuentes de energía renovable, las tecnologías de GD más usadas son celdas fotovoltaicas, turbinas eólicas, biomasa.

La instalación en la red de distribución se la realiza cerca de la carga, con este tipo de compensación se genera energía eléctrica mediante el uso de varias fuentes pequeñas conectadas a la red de distribución, logrando ventajas como; minimizar pérdidas, costos de instalación, costos de mantenimiento y maximizando la calidad del servicio eléctrico. Sin embargo las ventajas pueden verse afectadas si no se realiza una buena investigación para la ubicación de las mismas, por ejemplo se puede afectar la estabilidad de la red [32], al cambiar el ángulo y la frecuencia la cual no beneficia a la confiabilidad del sistema de distribución eléctrica[19], [27] – [29].

2.4 Compensación simultánea.

La compensación simultánea fusiona la compensación tanto activa como reactiva integrando unidades de generación distribuida y capacitores, en el que al igual que las compensaciones descritas con anterioridad, ubica el mejor lugar y la dimensión adecuada, cuyo objetivo es superar problemas en el rendimiento del sistema [1], [36]–[38].

Esta compensación proporciona beneficios técnicos como; la reducción de pérdidas de energía, mejoras en caídas de voltaje y calidad energética, además de beneficios ambientales en la reducción de la contaminación y niveles de emisión, también se busca el reducir los costos tanto como sea posible y aumentar los beneficios para todos los involucrados[36], [39]–[41].

2.5 Conversión de voltaje a nivel superior.

La conversión de voltaje implementa el cambio de transformadores para elevar el voltaje, la conversión de voltaje minimiza de manera significativa las pérdidas de energía.

El inconveniente de esta medida de compensación tiene que ver con los elevados costos que generan el cambio de transformadores, ya que estos están asociados al costo de fabricación, así como los grandes recursos que se necesitan para lograr la ejecución, instalación o el cambio de estos [42], [43].

2.6 Pérdidas en los Sistemas de Distribución.

Las pérdidas se asocian al efecto Joule que convierte la energía eléctrica en calor y la corriente reactiva que circula en los conductores [16], [42], [44], [45].

Las cuales están dadas por:

$$\Delta P = \sum_{i=1}^n I_{ij}^2 * R_{ij} \quad (1)$$

$$P_{loss} + jQ_{loss} = \sum_{i=1}^n I_{ij}^2 * R_{ij} \quad (2)$$

Donde: P_{loss} es la magnitud de las pérdidas de potencia real, Q_{loss} es la magnitud de pérdidas de potencia reactiva, I_{ij} es el valor de la corriente que pasa por las líneas, y R_{ij} es el valor de la resistencia de las líneas,

Las pérdidas excesivas de potencia ocasionan problemas en el normal funcionamiento de la red de distribución. Lo que acarrea costos elevados de operación para la empresa distribuidora de energía. Por ello se llevan a cabo estudios cada vez más minuciosos para lograr minimizar al máximo las pérdidas[31]–[34].

3. Modelamiento del Sistema

El modelo matemático aplicable se basa en el cálculo de flujo de carga LF, sin manipulación de ningún tipo, es decir no se vincula ningún método de compensación, esto con el fin de obtener las condiciones iniciales del sistema IEEE 69 barras.

Los resultados obtenidos, serán de utilidad en el modelo matemático propuesto, que busca resolver de manera multiobjetivo [49], que escenario es el más ideal para la minimización de pérdidas de potencia y costos en el caso de estudio.

3.1 Modelación matemática de flujos de potencia.

La mayoría de LF, tienen como datos de entrada, admitancias y susceptancias para cada elemento, los datos de entrada pueden estar en por unidad, en porcentaje o en unidades reales esto depende del diseño del programa para la simulación.

La conversión de los datos del sistema para una representación en por unidad requiere de la selección de una potencia y voltaje base. La selección de la tensión

nominal para que sea la tensión base, simplifica el análisis y reduce la posibilidad de errores en la interpretación de los resultados[17], [50].

El LF se usa para la planeación en la futura expansión, así como para la óptima operación de sistemas eléctricos. El método numérico típicamente usado para la simulación es Newton-Raphson, ya que aprovecha el ordenamiento de matrices, reduciendo el tiempo de cálculo[51]–[53].

La simbología utilizada para la resolución se muestra a continuación en la Tabla 1.

Tabla 1. Variables de flujo de carga

Nombre	Significado
P_i	Flujo de potencia activa desde el nodo i hacia el resto de nodo adyacentes.
Q_i	Flujo de potencia reactiva desde el nodo i hacia el resto de nodo adyacentes.
Pg_i	Potencia activa del generador en el nodo i.
Qg_i	Potencia reactiva del generador en el nodo i.
Pd_i	Potencia activa de la carga en el nodo i.
Qd_i	Potencia reactiva de la carga en el nodo i.
V_i	Voltaje en el nodo i.
V_k	Voltaje en el nodo k.
δ_i	Angulo de voltaje en el nodo i.
δ_k	Angulo de voltaje en el nodo k.
g_{ii}	ii-ésimo elemento de la matriz de conductancia
g_{ik}	ik-ésimo elemento de la matriz de conductancia
b_{ii}	ii-ésimo elemento de la matriz de susceptancia
b_{ik}	ik-ésimo elemento de la matriz de susceptancia
n	Número de nodos del sistema

Las admitancias de cada elemento interconectadas entre las barras se describen mediante las ecuaciones (3) a (5) [54].

La matriz Y_{barra} se compone de admitancias mutuas y propias, las admitancias mutuas son descritas en las ecuaciones (6) y (7).

Por otra parte, la admitancia propia se describe en (8).

$$B_{ij} = \frac{X}{R_{ij}^2 + X_{ij}^2} \quad (3)$$

$$G_{ij} = \frac{R}{R_{ij}^2 + X_{ij}^2} \quad (4)$$

$$Y_{ij} = |Y_{ij}| \cos \theta_{ij} - j|Y_{ij}| \sin \theta_{ij} \\ = B_{ij} + jB_{ij} \quad (5)$$

$$[Y_{in}] = -Y_{in} \angle \theta_{in} \quad (6)$$

$$Y_{in} = \begin{bmatrix} 0 & -Y_{in} & \dots & -Y_{in} \\ -Y_{in} & 0 & -Y_{in} & \vdots \\ \vdots & -Y_{in} & 0 & -Y_{in} \\ -Y_{in} & \dots & -Y_{in} & 0 \end{bmatrix} \quad (7)$$

$$Y_{ii} = \sum_{j=1}^n -Y_{in} \angle \theta_{in} \quad (8)$$

Luego se realizan operaciones matemáticas y se tiene una matriz de admitancias como se muestra en (9) y (10).

$$Y_{ij} = Y_{in} + Y_{ii} \quad (9)$$

$$Y_{in} = \begin{bmatrix} Y_{ii} & -Y_{in} & \dots & -Y_{in} \\ -Y_{in} & \ddots & -Y_{in} & \vdots \\ \vdots & -Y_{in} & \ddots & -Y_{in} \\ -Y_{in} & \dots & -Y_{in} & Y_{ii} \end{bmatrix} \quad (10)$$

El voltaje de cada nodo se describe mediante la ecuación (11)

$$V_i = |V_i| \angle \delta_i = |V_i| \cos \delta_i + j|V_i| \sin \delta_i \quad (11)$$

Las potencias activas y reactivas se describen en (12) y (13), las cuales se obtienen al inyectar corriente a cada nodo, mediante la iteración entre los voltajes de cada nodo y la matriz de admitancia.

$$\begin{bmatrix} I_{ij} & \dots & I_{ij} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ I_{ij} & \dots & I_{ij} \end{bmatrix} = \quad (12)$$

$$\begin{bmatrix} V_i Y_{ii} & -V_n Y_{in} & \dots & -V_n Y_{in} \\ -V_n Y_{in} & \ddots & -V_n Y_{in} & \vdots \\ \vdots & -V_n Y_{in} & \ddots & -V_n Y_{in} \\ -V_n Y_{in} & \dots & -V_n Y_{in} & V_i Y_{iiii} \end{bmatrix}$$

$$I_i = Y_{11} V_1 + Y_{12} V_2 \dots Y_{in} V_{in} \\ = Y_{ii} V_i + \sum_{j=1}^n Y_{in} V_n, i \in n \quad (13)$$

Si se iguala los componentes reales e imaginarios de (14) y (15), se obtienen las ecuaciones (16) y (17), que permiten calcular las potencias que se transmite del nodo i hacia el resto de nodos adyacentes. Con las potencias en cada nodo se calculan las pérdidas de potencia, realizando una resta entre los nodos involucrados.

$$P_i - jQ_i = Y_{ii} V_i^2 + V_i * \sum_{j=1}^n Y_{in} V_n, i \in n \quad (14)$$

$$P_i - jQ_i = |Y_{ii} V_i^2| \angle \theta_{ii} + \sum_{j=1}^n V_i Y_{in} V_n \angle (\theta_{in} + \delta_n + \delta_i, i \in n) \quad (15)$$

$$P_i(V, \delta) = \sum_{k=1}^n |V_i| |V_k| (g_{ik} \cos \delta_{ik} + b_{ik} \sin \delta_{ik}) \quad (16)$$

$$Q_i(V, \delta) = \sum_{k=1}^n |V_i| |V_k| (g_{ik} \sin \delta_{ik} - b_{ik} \cos \delta_{ik}) \quad (17)$$

3.2 Modelo de optimización.

El modelo de optimización tiene como funciones objetivo, la minimización de pérdidas de potencia como se indica en (18), [45] y minimización de costos (19) y (20) para distintos escenarios de compensación de potencia.

Las principales limitaciones están sujetas al balance de potencia activa y reactiva, Además, las magnitudes de tensión y ángulos de las cargas no deben pasar los límites superior e inferior. Las variables

asociadas a costos se muestran en la Tabla 2.

$$\min \sum_{j=1}^n I_{ij}^2 * R_{ij} \quad (18)$$

$$\min \sum_{j=1}^J (\hat{P}_{loss} * F_{loss} * K_e * h) \quad (19)$$

$$F_{loss} = \frac{-K_c \beta_c}{\hat{P}_{jloss}} \quad (20)$$

Tabla 2. Variables minimización de costos

Nombre	Significado
F_{loss}	Factor de pérdida de potencia entre el promedio de pérdidas y el pico máximo de pérdidas.
\bar{P}_{loss}	Promedio de pérdidas de potencia
\hat{P}_{jloss}	Pico máximo de pérdidas de potencia
K_e	Costo de la energía 1.136 \$/kWh, parámetro de cálculo mencionado en [16]
h	Horas al año.
K_c	Costo del elemento instalado. \$
β_c	Tamaño del elemento instalado, kW, kVAr, kVA

La restricciones sujetas a balances de potencia se describen en (21) y (22), [14], [39], [55], [9].

$$P_{i,k}^e = V_i^2 \cdot g_{ii}^e - |V_i| \cdot |V_k| \cdot (g_{ik}^e \cos \delta_{ik} + b_{ik}^e \sin \delta_{ik}) \quad (21)$$

$$Q_{i,k}^e = -V_i^2 \cdot b_{ii}^e - |V_i| \cdot |V_k| \cdot (g_{ik}^e \sin \delta_{ik} - b_{ik}^e \cos \delta_{ik}) \quad (22)$$

La restricción para límites de voltajes y ángulos se describen en (23) y (24).

$$Vmin_i \leq V_i \leq Vmax_i \quad (23)$$

$$\delta min_i \leq \delta_i \leq \delta max_i \quad (24)$$

Las ecuaciones para límites para potencias de generación se muestran en (25) y (26).

$$Pgmin_i \leq Pg_i \leq Pgmax_i \quad (25)$$

$$Qgmin_i \leq Qg_i \leq Qgmax_i \quad (26)$$

3.3 Algoritmo de resolución.

La resolución se realizó en su totalidad en MatLab y MatPower, donde se necesitan conocer variables iniciales del sistema tales como; voltaje y potencia base, valores de resistencia, reactancia, potencias activas y reactivas de las cargas, tipos de barras Slack, PV, PQ.

A continuación, se detalla el algoritmo propuesto para la solución del problema.

Algoritmo de solución.

Paso 1: Inicio.

Paso 2: Ingreso de datos del sistema de distribución; características de barras, líneas y cargas.

Paso 3: Asignación de variables eléctricas.

Paso 4: Desarrollo y cálculos

Determinación de la Y de barra

$$Y_{ij} = |Y_{ij}| \cos \delta_{ij} + j |Y_{ij}| \sin \delta_{ij} = G_{ij} + j B_{ij}$$

Donde:

$$G_{ij} = \frac{X}{R_{ij}^2 + X_{ij}^2}$$

$$B_{ij} = \frac{R}{R_{ij}^2 + X_{ij}^2}$$

Matriz de Admitancia Mutua

$$[Y_{in}] = -Y_{in} \angle \delta_{in}$$

Matriz de Admitancia Propia

$$[Y_{ii}] = \sum_{j=1}^N -Y_{in} \angle \delta_{in}$$

Flujo de potencia bajo condiciones iniciales.

$$P_i(V, \delta) = \sum_{k=1}^n |V_i| |V_k| (g_{ik} \cos \delta_{ik} + b_{ik} \sin \delta_{ik})$$

$$Q_i(V, \delta) = \sum_{k=1}^n |V_i| |V_k| (g_{ik} \sin \delta_{ik} - b_{ik} \cos \delta_{ik})$$

Restricciones de balance de potencia y establecimiento de límites de voltaje, ángulos de desfase en cada barra,

potencias activas y reactiva en generación.

$$P_{i,k}^e = V_i^2 \cdot g_{ii}^e - |V_i| \cdot |V_k| \cdot (g_{ik}^e \cos \delta_{ik} + b_{ik}^e \sin \delta_{ik})$$

$$Q_{i,k}^e = -V_i^2 \cdot b_{ii}^e - |V_i| \cdot |V_k| \cdot (g_{ik}^e \sin \delta_{ik} - b_{ik}^e \cos \delta_{ik})$$

$$V_{i,min} \leq V_i \leq V_{i,max}$$

$$\delta_{i,min} \leq \delta_i \leq \delta_{i,max}$$

$$Pgmin_i \leq Pg_i \leq Pgmax_i$$

$$Qgmin_i \leq Qg_i \leq Qgmax_i$$

Ubicación de elementos de compensación bajo criterios de autores y evaluación de escenarios de compensación de potencia, activa reactiva en el sistema de estudio, mediante el recálculo del flujo de potencia.

Minimización de funciones objetivo

$$\min \sum_{j=1}^n I_{ij}^2 * R_{ij}$$

$$\min \sum_{j=1}^J (\hat{P}_{loss} * F_{loss} * K_e * h) - K_c \beta_c$$

Paso 5: Validación:

$P, Q, V, \delta, P_{Loss}, Q_{Loss}, Costos$.

Matriz de decisión y matriz normalizada

Criterios de ponderación, suma ponderada y retorna vector ponderado

Retorna: Alternativa ganadora, valor mínimo del vector.

Paso 6: Fin.

4. Casos de Estudio

Se selecciono el sistema IEEE 69 barras, para este sistema se han creado cuatro escenarios de evaluación para compensación de pérdidas de potencia tanto activas como reactivas

4.1 Sistema de distribución radial IEEE 69 barras.

El sistema de distribución radial de 69 barras se caracteriza por ser es un sistema trifásico, con voltaje base es de 12.66 kV, potencia base de 10 kW, con una carga total de 3802.19 kW y 2694.6 kVAr y pérdidas totales de 225 kW y 102.2 kVAr. Constructivamente está conformado por 69 barras, 68 líneas de transmisión, 48 cargas lineales y un generador[56], [31],[57].

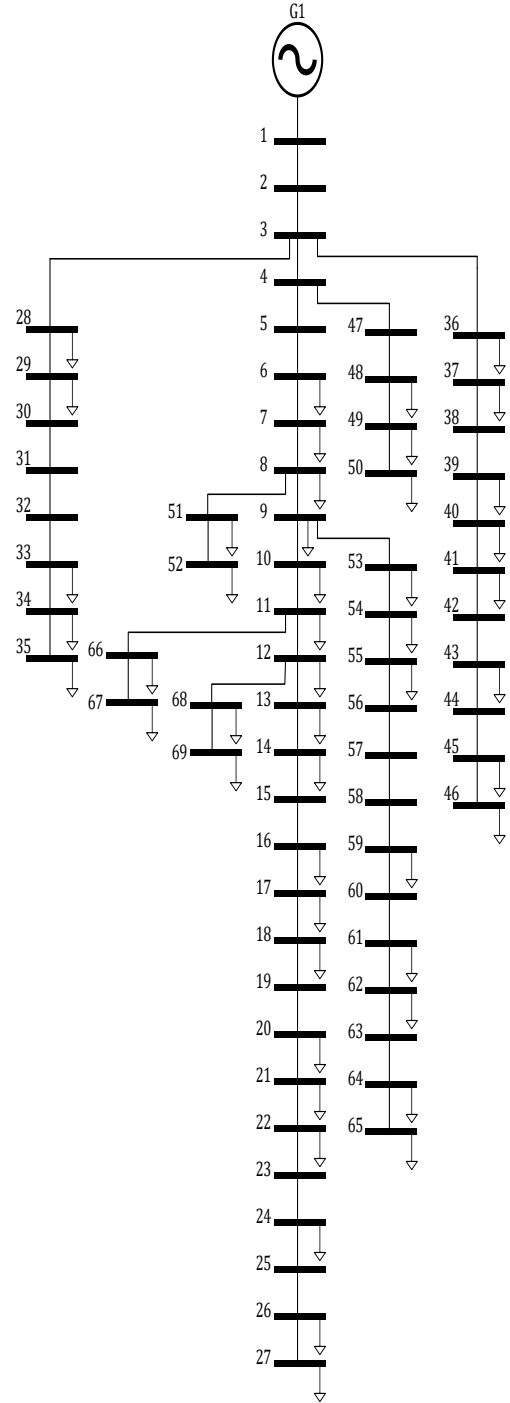


Figura 3. Sistema IEEE 69 barras. [56]

Los datos de líneas y cargas se muestran en los anexos, Tabla 13. El sistema se indica en la Figura 3.

En el escenario 1, El mejor lugar y tamaño para compensación reactiva se da al colocar capacitores en las barras 18, 60 y 64 con tamaños de 300kVAr, 600kVAr y 600kVAr respectivamente como lo indica[9] y se muestran en la Figura 4.

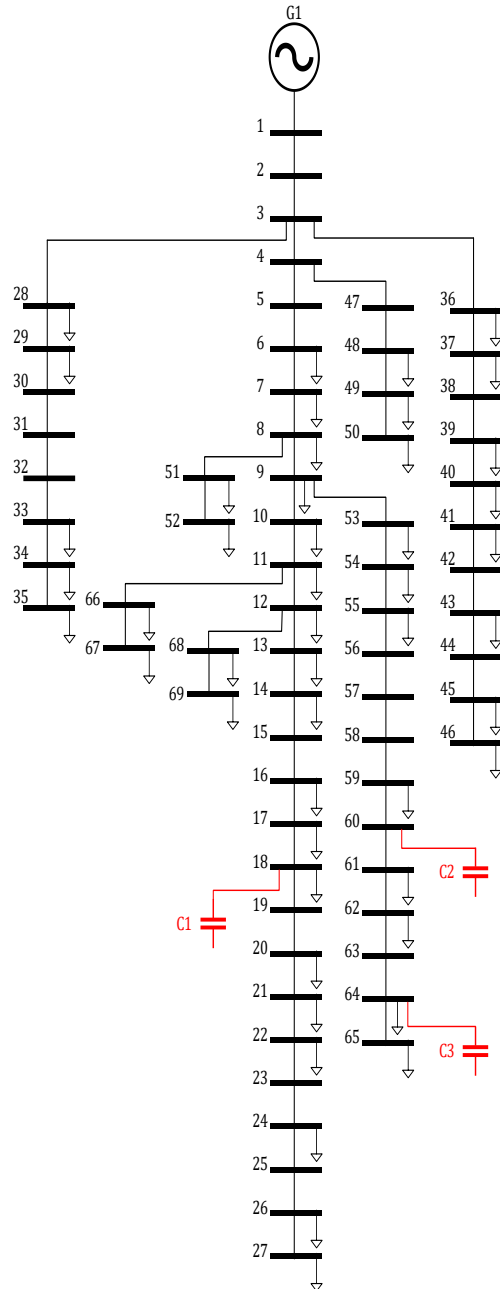


Figura 4. Ubicación de compensación reactiva. [9]

En el escenario 2, según lo indica[55], la ubicación y tamaños para generación distribuida se logra en las barras 17 con

463.6 kW y 61 con 1771 kW, respectivamente, esto se muestra a continuación en la Figura 5.

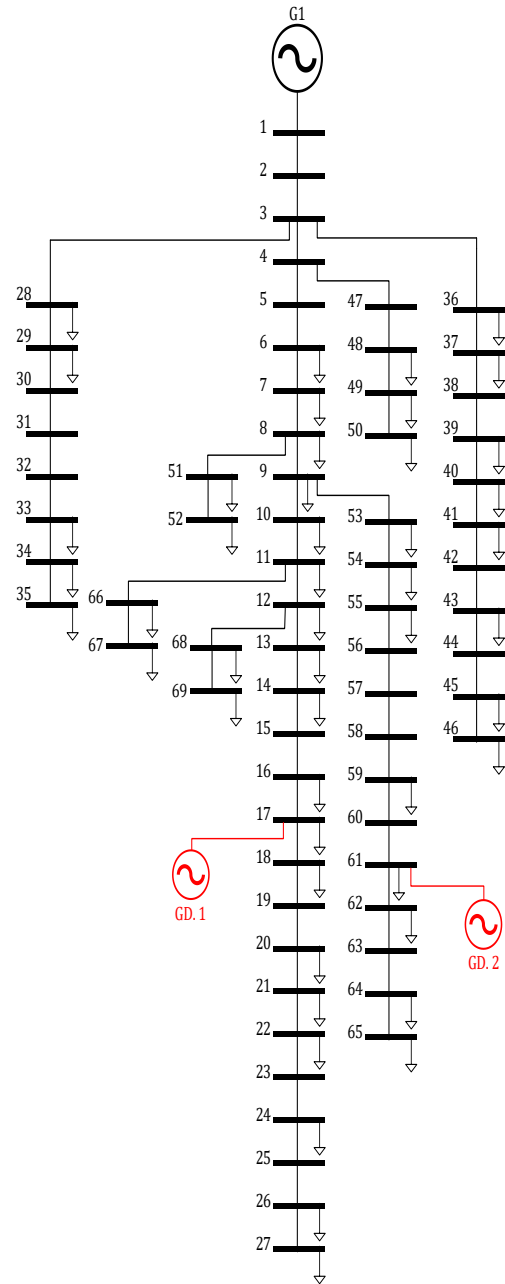


Figura 5. Ubicación de GD. [55]

En el escenario 3, el problema de la ubicación óptima para compensación simultánea se resuelve con el algoritmo propuesto por el autor[39], en donde se indica que la localización y tamaño para

minimizar pérdidas se da con la instalación de una generación distribuida en la barra 27 con 568.77 kW y un capacitor en la barra 64 con 404.12 kVAr, estos se muestran en la Figura 6.

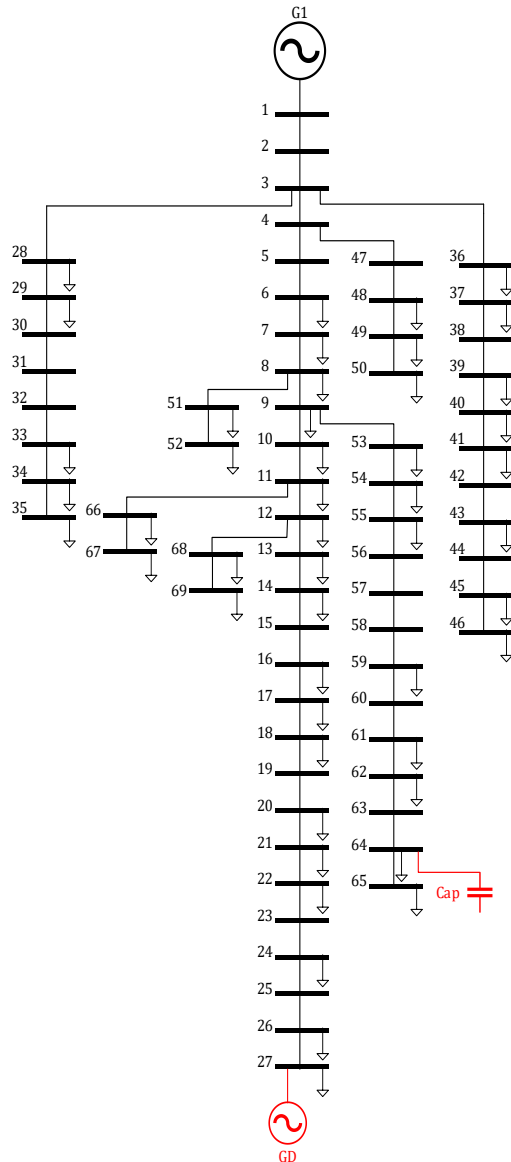


Figura 6. Ubicación de capacitor y GD. [39]

Por último, el escenario 4, se usa conversión de voltaje a nivel superior elevando el voltaje del sistema de 12.66 kV a 22.8 kV. Esta medida es una de las más eficientes para minimizar pérdidas y caídas de voltaje ya que tiene un impacto alto. En la realidad este proceso se lleva a cabo cambiando partes físicas como crucetas,

niveles de aislamientos, transformadores, etc. Al elevar el voltaje para los mismos niveles de potencia a más del doble, la corriente que circula en el sistema se reduce a más de la mitad, reduciendo las pérdidas en el sistema de manera considerable.

5. Análisis de Resultados

5.1 Perfiles de Tensión y ángulos en IEEE 69 barras

En el anexo, Tabla 15 se muestra los valores de perfiles de voltaje y ángulos para todos los escenarios simulados en MatPower.

En la

y Figura 8, se muestran las mejoras de perfiles de voltaje y ángulos para todos los distintos escenarios, es notorio que el escenario de conversión de voltaje es el que obtiene mejores perfiles y ángulos de voltaje, con respecto al resto de escenarios, esto debido al aumento de casi el doble de voltaje en todo el sistema.

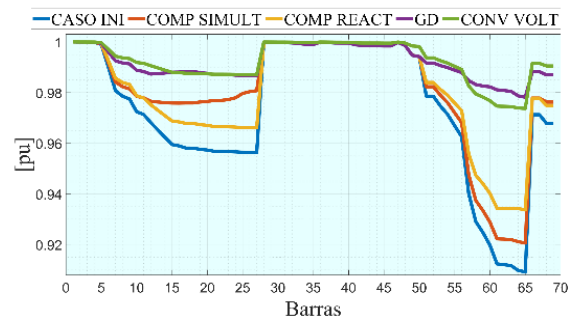


Figura 7. Perfiles de voltaje. [Autor]

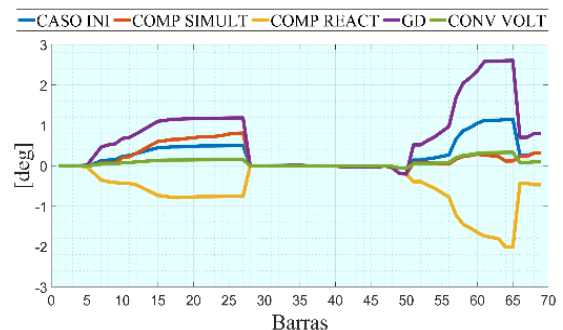


Figura 8. Ángulos

5.2 Minimización de pérdidas de potencia para en IEEE 69 barras.

En el anexo, Tabla 14 se muestra los valores de pérdidas de potencia para cada escenario, en la Figura 9 y Figura 10, se muestran las pérdidas en P y Q respectivamente. La introducción en las barras 17 y 61, de generación distribuida dentro del sistema, presentan un bajo nivel de pérdidas, pero al elevar el voltaje de

12.66kV a 22.8kV, denota que el escenario de conversión de voltaje a nivel superior posee el más alto índice de reducción de pérdidas, respecto al caso inicial esto se observa en la Figura 11 y Figura 12, donde se ha hecho énfasis en los ramales 9-65, 11-67 y 12-69. La dimensión y ubicación óptima para cada escenario de compensación, así como los niveles de minimización de pérdidas totales se muestra en la Tabla 3.

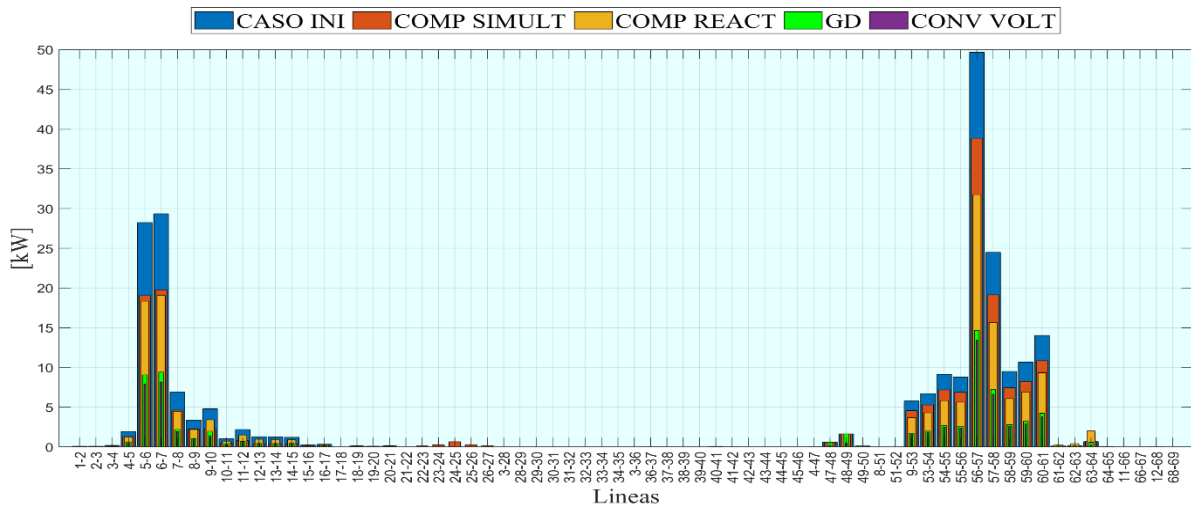


Figura 9. Pérdidas de potencia activa

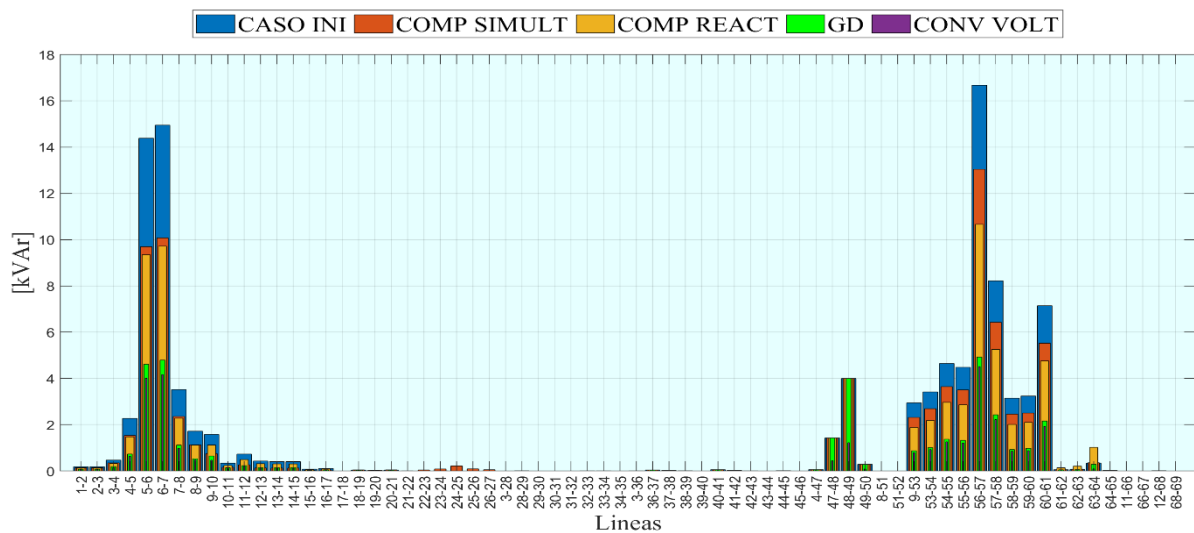


Figura 10. Pérdidas de potencia reactiva

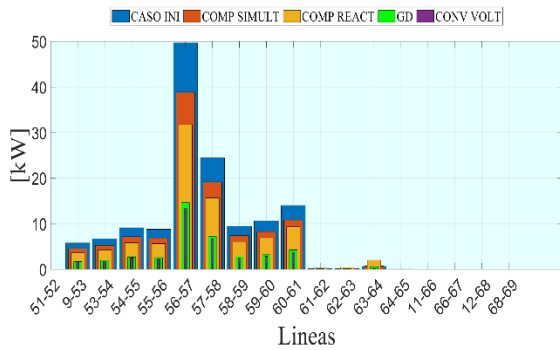


Figura 11. Pérdidas P ramales 9-65, 11-67 y 12-69

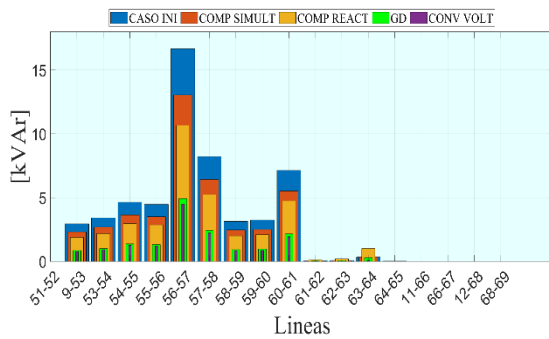


Figura 12. Pérdidas Q ramales 9-65, 11-67 y 12-69

Tabla 3. Pérdidas totales

Escenario	P[kW]	Q[kVAr]
Caso inicial	224.9917	102.1580
Compensación simultánea	165.8212	76.1712
Compensación reactiva	149.1055	69.5075
Generación distribuida	71.8736	36.0938
Conversión de voltaje a nivel superior	61.7671	28.2387

5.3 Potencia activa y reactiva en IEEE 69 barras.

Al correr el flujo de potencia en cada escenario se reflejan valores de potencia activa y reactiva, los cuales se muestran en el anexo, Tabla 16. Así mismo se muestran las potencias desde la Figura 13 a Figura 17, donde se aprecia que el mayor aprovechamiento de potencia se encuentra en las barras 49, 50 y 61. La Tabla 4, muestra valores totales de potencias para cada escenario.

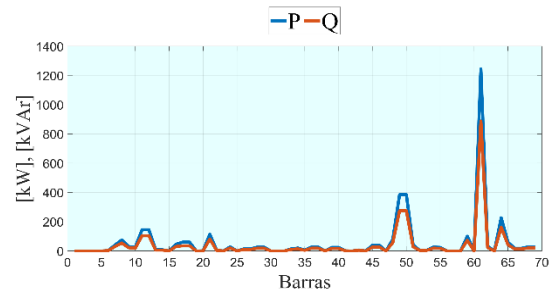


Figura 13. Potencia P y Q caso inicial

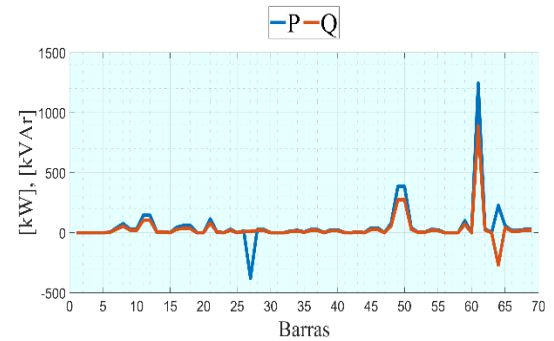


Figura 14. Potencia P y Q compensación simultánea

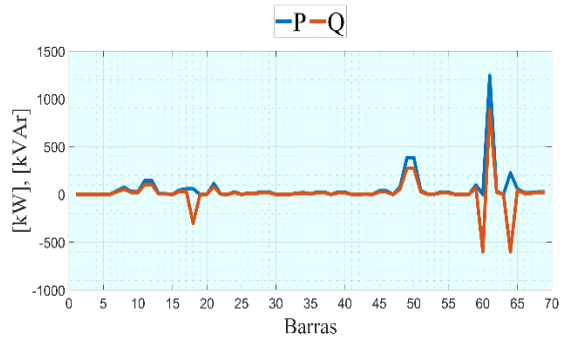


Figura 15. Potencia P y Q compensación reactiva

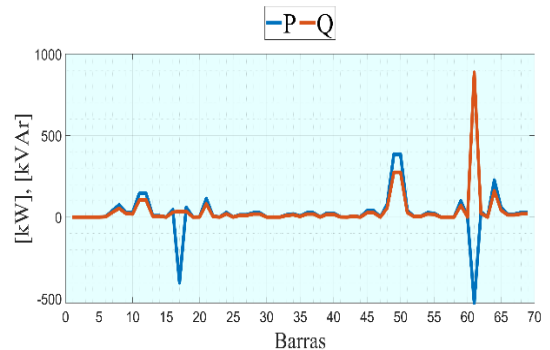


Figura 16. Potencia P y Q generación distribuida

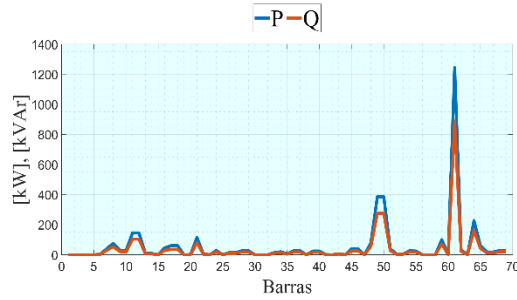


Figura 17. Potencia P y Q conversión de voltaje

Tabla 4. Potencias totales

Escenario	P[kW]	Q[kVAr]
Caso inicial	3802.1	2694.7
Compensación simultánea	3408.9	2263.3
Compensación reactiva	3802.1	997.7
Generación distribuida	1567.7	2694.7
Conversión de voltaje a nivel superior	3802.1	2694.7

5.4 Factores de potencia para todos los escenarios en IEEE 69 barras.

En todos los escenarios, los factores de potencia se muestran en la Figura 18 a Figura 22, donde se nota un ligero aumento del factor de potencia en el escenario de compensación simultánea respecto con el caso inicial, la Figura 19 y Figura 21, correspondientes a compensación simultánea y generación distribuida poseen factores de potencia negativos ya que al incluir compensación en la ubicación óptima para cada caso se producen cargas inductivas. En todos los escenarios, con las distintas compensaciones no se logra mejorar el factor de potencia esto debido al gran nivel de cargas inductivas que posee el sistema, los resultados para un factor de potencia medio se muestran en la Tabla 5.

Tabla 5. Factores de potencia

Escenarios	FP
Caso inicial	0.8747
Compensación simultánea	0.8750
Compensación reactiva	0.8439
Generación distribuida	0.8723
Conversión de voltaje	0.8747

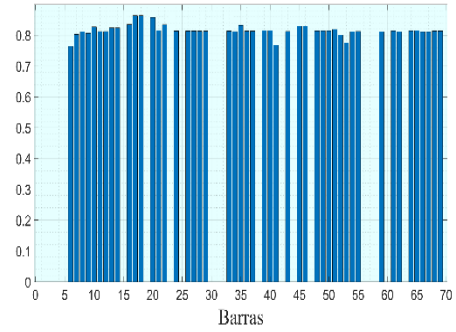


Figura 18. FP caso inicial

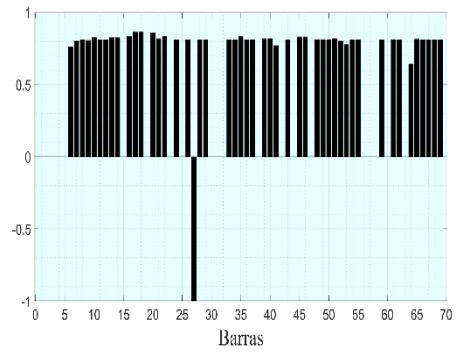


Figura 19. FP compensación simultánea

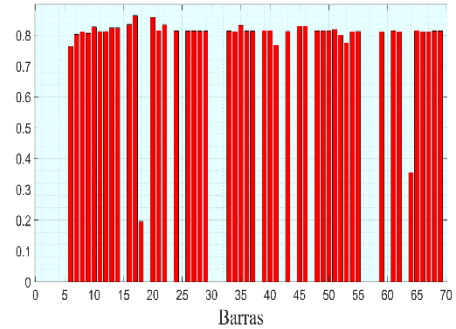


Figura 20. FP compensación reactiva

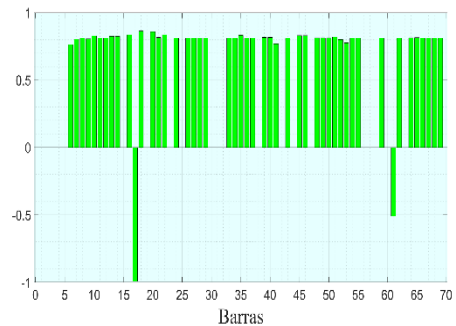


Figura 21. FP generación distribuida

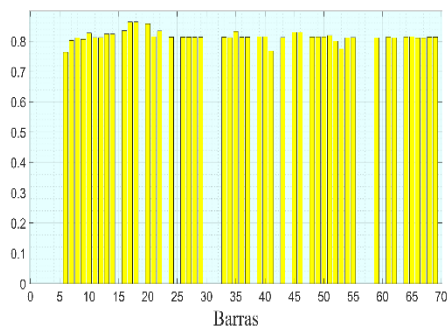


Figura 22. FP conversión de voltaje

5.5 Costos por pérdidas de potencia a corto, mediano y largo plazo.

Los costos relacionados a las pérdidas de potencia, se han calculado para corto, mediano y largo plazo es decir 1, 5 y 10 años respectivamente. Estos se muestran en la Figura 23 a Figura 25. Donde se visualiza que el escenario de conversión de voltaje genera menores costos por pérdidas a lo largo del tiempo. Los valores asignados para los costos de pérdidas de potencia se muestran en la Tabla 6.

Tabla 6. Costos por pérdidas de potencia

Escenarios	[\$/1 año]	[\$/5 años]	[\$/1 años]
Caso inicial	240681.32	1203406.58	2406813.16
Comp. reactiva	168750.46	843752.30	1687504.61
Comp. simultánea	168640.27	843201.37	1686402.74
Generación distribuida	90263.05	451315.25	902630.50
Conversión de voltaje	67465.92	337329.60	674659.21

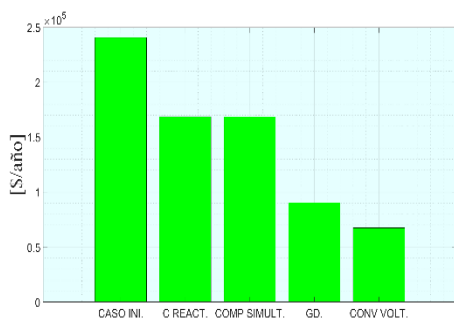


Figura 23. Costos por pérdidas de potencia 1 año

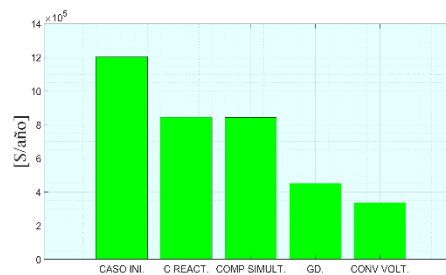


Figura 24. Costos por pérdidas de potencia 5 años

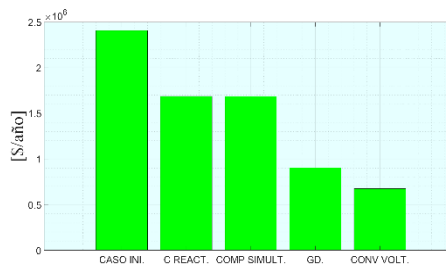


Figura 25. Costos por pérdidas de potencia 10 años

5.6 Costos de instalación de escenarios de compensación.

Los costos de instalación para cada escenario se han calculado dependiendo de la dimensión de cada elemento de compensación y de cada kW, kVA y kVAr instalado dependiendo del caso, la Figura 26, muestra que compensación simultánea tiene el menor costo de instalación con 4868.00\$, y conversión de voltaje tiene un costo de instalación muy elevado con 146480.00\$, debido a que se incluyen transformadores en todas las cargas del sistema. El cálculo para dimensión de transformadores en kVA y el costo de cada uno de ellos se muestra en el anexo, Tabla 17 y Tabla 18. La Tabla 7, muestra los costos de instalación para cada escenario.

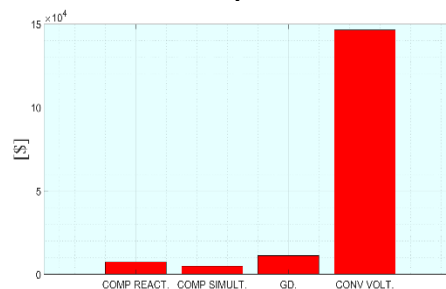


Figura 26. Costos de instalación

Escenarios	Costos de instalación [\$]
Compensación reactiva	7500.00
Compensación simultánea	4864.00
Generación distribuida	11173.00
Conversión de voltaje	146480.00

5.7 Ahorros generados por los escenarios de compensación, corto mediano y largo plazo.

Los ahorros generados para cada escenario se calcularon tomando en cuenta los costos por pérdidas de potencia y los costos de instalación.

Estos se muestran en la Figura 29, se evidencia en corto plazo un ahorro negativo para el escenario de conversión de voltaje es decir en principio se está generando gasto de 79014.08\$, esto debido al costo elevado de instalación que se tiene en primera instancia, conforme el tiempo transcurre se nota ahorros para este escenario en particular.

También se observa como compensación simultánea es el que mayor ahorro genera en todo el transcurso de tiempo. Los valores para costos de ahorros en todos los escenarios se muestran en la Tabla 8.

Escenarios	[\$/1 año]	[\$/5 años]	[\$/10 años]
Caso inicial	0	0	0
Compensación reactiva	161250.46	836252.30	1680004.61
Compensación simultánea	163775.82	838336.92	1681538.29
Generación distribuida	79090.05	440142.25	891457.50
Conversión de voltaje	-79014.08	190849.60	528179.21

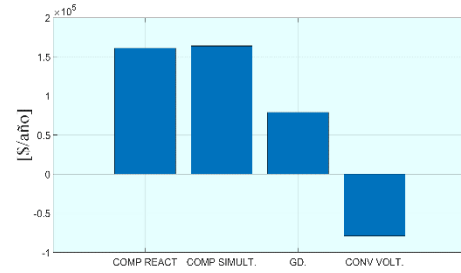


Figura 27. Ahorros por minimización de pérdidas en 1 año

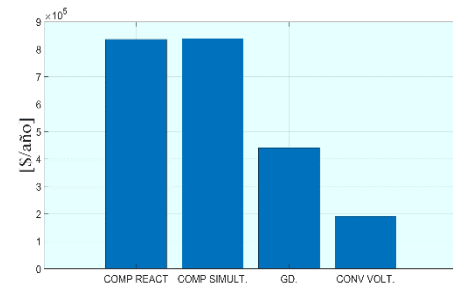


Figura 28. Ahorros por minimización de pérdidas en 5 años

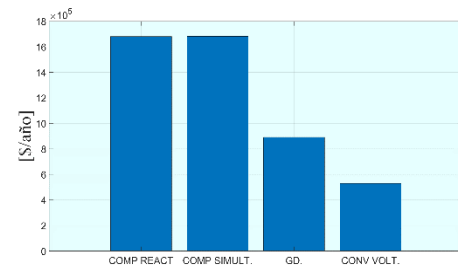


Figura 29. Ahorros por minimización de pérdidas en 10 años

5.8 Escenario Ganador.

El escenario ganador ha sido simulado mediante optimización multi-objetivo, donde se estableció una matriz de decisión, que cumpla con el criterio de mínimo de pérdidas al menor costo. La Matriz ha sido armada con valores calculados para cada escenario en cuanto a costos [\$], valores de pérdidas de potencia activa [kW] y reactiva [kVAr] totales, tomadas del flujo de potencia. Tal como se muestra en la siguiente tabla

Tabla 9. Matriz de decisión

	Comp. React.	Comp. Sim.	G.D.	Conv. Volt.
Costos	[\$]	[\$]	[\$]	[\$]
Ploss	[kW]	[kW]	[kW]	[kW]
Qloss	[kVAr]	[kVAr]	[kVAr]	[kVAr]

Una vez obtenida la matriz, se procede a normalizar la misma para posterior ponderar los valores de la siguiente manera; primero con todos los valores iguales, segundo con los valores de costos, tercero con los valores de kW, y por último con los valores de kVAr. Luego de esto se realiza una suma ponderada obteniendo un vector. La decisión de la alternativa ganadora se la obtiene con el menor valor del vector ponderado. Los valores de la matriz de decisión y matriz normalizada se muestran en la Tabla 10 y Tabla 11.

Tabla 10. Valores no normalizados

	Comp. React.	Comp. Sim.	G.D.	Conv. Volt.
[\$]	7500	4864.45	11173	146480
[kW]	149.11	165.82	71.87	61.77
[kVAr]	69.51	76.17	36.09	28.24

Tabla 11. Valores normalizados.

	Comp. React.	Comp. Sim.	G.D.	Conv. Volt.
	0.05	0.03	0.08	1
	0.62	0.68	0.30	0.25
	0.62	0.68	0.32	0.25

Los resultados del escenario ganador en los vectores ponderados se muestran en la Tabla 12.

Se observa la alternativa ganadora para generación distribuida ya que para todos los casos de suma ponderada obtiene menores valores en todos los vectores, convirtiéndola en la solución de nuestro objetivo

Tabla 12. Solución de vectores ponderados

	Comp. React.	Comp. Sim.	G.D.	Conv. Volt.
Ponderación igual	1.28	1.39	0.69	1.50
Costos ponderados kW	1.33	1.43	0.77	2.50
ponderados kVAr	1.90	2.08	0.99	1.76
ponderados	1.90	2.07	1.01	1.75

6. Conclusiones

Luego de realizar el análisis y obtener varios resultados dentro del trabajo realizado, se llegan a las siguientes conclusiones:

Los resultados técnicos para el mejor perfil de voltaje, así como la obtención de menores pérdidas de potencia, en primera instancia lo logra el caso de conversión de voltaje a nivel superior, esto debido a que se elevó la tensión nominal a casi el doble para una operación óptima, se nota una mejora notable en las caídas de voltaje y las pérdidas de potencia se reducen a la mitad comparando con el caso inicial, es decir, se obtiene una relación inversa entre voltaje y pérdidas. Sin embargo, para este caso la instalación de transformadores en cada carga eleva los costos de instalación de manera significativa lo que descarta el uso de este tipo de compensación para nuestro fin.

Para cada escenario se comprobó la óptima ubicación y dimensionamiento en el software MatPower obteniendo variables, que comparando con el caso inicial mejoran la estabilidad del sistema en voltaje, potencias, factores de potencia, pérdidas y reducen costos de instalación.

Debido al alto nivel de cargas inductivas, una vez realizado el flujo de potencia y calculado los factores de potencia, estos no mejoran o se mantienen iguales.

La mayor parte de artículos se centran en métodos para la óptima ubicación y dimensión de elementos que ayuden a mejorar las pérdidas en sistemas de distribución. A diferencia del resto, se ha calculado que la optimización multiobjetivo refleja de manera adecuada que método o técnica funciona de mejor manera en cuanto a compensación para pérdidas de potencia en un RDN.

7. Trabajos Futuros

El análisis y estudio de este trabajo puede ayudar en posteriores investigaciones como:

Determinar la minimización de pérdidas de potencia y minimización de costos en sistemas de distribución, mediante la aplicación de cambio en el calibre del conductor.

Determinar cómo influye la Distorsión armónica (THD) en la disminución de pérdidas de energía incluyendo una valoración técnico-económica.

Determinar que técnicas de compensación ayudan en la minimización de pérdidas de potencia y a mejorar el factor de potencia a la vez.

8. Referencias

- [1] H. B. Tolabi, A. L. Ara, and R. Hosseini, "A new thief and police algorithm and its application in simultaneous reconfiguration with optimal allocation of capacitor and distributed generation units," *Energy*, vol. 203, 2020.
- [2] K. Sathish Kumar and T. Jayabarathi, "Power system reconfiguration and loss minimization for an distribution systems using bacterial foraging optimization algorithm," *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 36, no. 1, pp. 13–17, 2012.
- [3] B. Simachew, "Loss Minimization in Active Distribution Network," in *IEEE Transactions on Power Systems*, 2019, pp. 119–135.
- [4] E. M. García Torres, A. Águila, I. Isaac, J. W. González, and G. López, "Analysis of Voltage Profile to determine Energy Demand using Monte Carlo algorithms and Markov Chains (MCMC)," in *Power Engineering Conference (UPEC), 2016 51st International Universities*, 2016, no. Mcmc, pp. 1–6, doi: 10.1109/UPEC.2016.8114092.
- [5] T. Tom and R. Scaria, "Distribution System Based on Biogeography Based Optimization Technique," *Interantional Conf. Control Commun. Comput.*, vol. 3, no. ICC, pp. 216–220, 2013.
- [6] E. A. Al-Ammar *et al.*, "Comprehensive impact analysis of ambient temperature on multi-objective capacitor placements in a radial distribution system," *Ain Shams Eng. J.*, vol. 12, no. 1, pp. 717–727, 2021.
- [7] S. Mustafa, A. Arief, and M. B. Nappu, "Optimal capacitor placement and economic analysis for reactive power compensation to improve system's efficiency at Bosowa Cement Industry, Maros," *2018 Int. Conf. Inf. Commun. Technol. ICOIACT 2018*, vol. 2018-Janua, pp. 778–783, 2018.
- [8] J. Vasco and A. Aguilá, "Design of Automatic Reclosing scheme in distribution feeders," *IEEE Lat. Am. Trans.*, vol. 13, no. 8, pp. 2587–2593, 2015, doi: 10.1109/TLA.2015.7332136.

- [9] S. Neelima and P. S. Subramanyam, "Optimal capacitors placement in distribution networks using Genetic Algorithm: A dimension reducing approach," *J. Theor. Appl. Inf. Technol.*, vol. 30, no. 1, pp. 28–34, 2011.
- [10] O. Sadeghian, A. Oshnoei, M. Kheradmandi, and B. Mohammadi-Ivatloo, "Optimal placement of multi-period-based switched capacitor in radial distribution systems," *Comput. Electr. Eng.*, vol. 82, pp. 1–23, 2020.
- [11] K. Muthukumar and S. Jayalalitha, "Multiobjective hybrid evolutionary approach for optimal planning of shunt capacitors in radial distribution systems with load models," *Ain Shams Eng. J.*, vol. 9, no. 4, pp. 1975–1988, 2018.
- [12] D. Y. Watpade and P. M. Sonwane, "Optimal Capacitor Placement for IEEE 14 bus system using Genetic Algorithm," *Int. J. Innov. Res. Adv. Eng.*, vol. 3, no. 09, pp. 43–53, 2016.
- [13] G. Wu and K. Y. Lee, "Optimal Placement of Distributed Generations with Semidefinite Optimization Technique," *IEEE Power Energy Soc. Gen. Meet.*, vol. 2018-Augus, 2018.
- [14] J. H. F. Asipuela, "Ubicación y dimensionamiento óptimo de generación distribuida en sistemas de distribución utilizando técnicas heurísticas basadas en escenarios de demanda," *Univ. Politécnica Sales.*, pp. 14–25, 2020.
- [15] N. Gnanasekaran, S. Chandramohan, P. S. Kumar, and A. Mohamed Imran, "Optimal placement of capacitors in radial distribution system using shark smell optimization algorithm," *Ain Shams Eng. J.*, vol. 7, no. 2, pp. 907–916, 2016.
- [16] Y. Xu, Z. Y. Dong, K. P. Wong, E. Liu, and B. Yue, "Optimal Capacitor Placement to Distribution Transformers for Power Loss Reduction in Radial Distribution Systems," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 28, no. 4, pp. 4072–4079, Nov. 2013, doi: 10.1109/TPWRS.2013.2273502.
- [17] J. G. Jr., William Stevenson, "IEEE 3002 STANDARDS, Power Systems Analysis (Si)," pp. 11–71, 2016.
- [18] O. Penangsang, D. F. U. Putra, and T. Kurniawan, "Optimal placement and sizing of distributed generation in radial distribution system using K-means clustering method," *2017 Int. Semin. Intell. Technol. Its Appl. Strength. Link Between Univ. Res. Ind. to Support ASEAN Energy Sect. ISITIA 2017 - Proceeding*, vol. 2017-Janua, pp. 98–103, 2017.
- [19] M. Z. Malik *et al.*, "Strategic planning of renewable distributed generation in radial distribution system using advanced MOPSO method," *Energy Reports*, vol. 6, pp. 2872–2886, 2020.
- [20] R. Perez *et al.*, "Fault diagnosis on electrical distribution systems based on fuzzy logic," *Int. Conf. Sens. Imaging*, vol. 1, pp. 142–150, 2018, doi: 10.1007/978-3-319-93818-9.
- [21] L. Ortiz, R. Orizondo, A. Aguila, J. W. Gonz, I. Isaac, and J. L. Gabriel, "Hybrid AC / DC microgrid test system simulation : grid-connected mode," *Heliyon*, vol. 5, no. August, p. 21, 2019, doi: 10.1016/j.heliyon.2019.e02862.

- [22] “AGENCIA DE REGULACION Y CONTROL DE LA ELECTRICIDAD, RESOLUCIÓN Nro. ARCONEL-018/18,” pp. 1–13, 2018.
- [23] Q. Ali, H. W. Ahmad, and S. A. Abbas Kazmi, “Looping of Radial Distribution Network to Mitigate the over Voltage Problems and to Increase the Integrated Capacity of Solar PV,” *1st Int. Conf. Electr. Commun. Comput. Eng. ICECCE 2019*, no. July, pp. 24–25, 2019.
- [24] G. Gutierrez, A. Aguila, D. González, and L. Ortiz, “Optimum location and sizing of capacitor banks using VOLT VAR compensation in micro-grids,” *IEEE Lat. Am. Trans.*, vol. 18, no. 3, pp. 465–472, 2020, doi: 10.1109/TLA.2020.9082717.
- [25] S. M. Medina and A. Aguila, “Óptima Compensación de Potencia Reactiva en Redes de Distribución Radiales considerando periodo de diseño Optimal Compensation of Reactive Power in Radial Distribution Networks considering design period,” *2019 Int. Conf. Inf. Syst. Comput. Sci.*, pp. 108–115, 2019, doi: 10.1109/INCISCOS49368.2019.00026.
- [26] L. Ortiz, L. B. Guti, J. W. Gonz, and A. Aguila, “A novel strategy for dynamic identification in AC/DC microgrids based on ARX and Petri Nets,” *Heliyon*, vol. 6, no. February 2019, 2020, doi: 10.1016/j.heliyon.2020.e03559.
- [27] M. Šarić and J. Hivziefić, “Optimal Capacitor Placement in Distribution Network for Loss Reduction and Voltage Profile Improvement,” *2019 18th Int. Symp. INFOTEH-JAHORINA, INFOTEH 2019 - Proc.*, no. March, pp. 20–22, 2019, doi: 10.1109/INFOTEH.2019.8717769.
- [28] V. Pratap and S. Bhadouria, “Grey Wolf Optimization Algorithm for Optimal Siting and Sizing of Capacitors,” no. 1, pp. 23–28, 2018.
- [29] R. M. Idris and N. M. Zaid, “Optimal shunt capacitor placement in radial distribution system,” *PECON 2016 - 2016 IEEE 6th Int. Conf. Power Energy, Conf. Proceeding*, pp. 18–22, 2017.
- [30] S. R. Biswal and G. Shankar, “Optimal Sizing and Allocation of Capacitors in Radial Distribution System using Sine Cosine Algorithm,” *Proc. 2018 IEEE Int. Conf. Power Electron. Drives Energy Syst. PEDES 2018*, pp. 1–4, 2018.
- [31] A. A. Mohamed, S. Kamel, and M. M. Aly, “A simple analytical technique for optimal capacitor placement in radial distribution systems,” *2017 19th Int. Middle-East Power Syst. Conf. MEPCON 2017 - Proc.*, vol. 2018-Febru, no. December, pp. 928–933, 2018, doi: 10.1109/MEPCON.2017.8301291.
- [32] F. A. Castillo Munoz, A. Aguila Tellez, and J. W. Gonzalez Sanchez, “Analysis of Stability of Tension and Losses of Electric Power in Distribution Networks with Distributed Generation,” *IEEE Lat. Am. Trans.*, vol. 14, no. 11, pp. 4491–4498, 2016, doi: 10.1109/TLA.2016.7795819.
- [33] L. I. Dulău, M. Abrudean, and D. Bică, “Effects of Distributed Generation on Electric Power

- Systems,” *Procedia Technol.*, vol. 12, pp. 681–686, 2014, doi: 10.1016/j.protcy.2013.12.549.
- [34] M. A. Nezhadpashaki, F. Karbalaeei, and S. Abbasi, “Optimal placement and sizing of distributed generation with small signal stability constraint,” *Sustain. Energy, Grids Networks*, vol. 23, pp. 1–10, 2020.
- [35] B. Singh and B. J. Gyanish, “Impact assessment of DG in distribution systems from minimization of total real power loss viewpoint by using optimal power flow algorithms,” *Energy Reports*, vol. 4, pp. 407–417, 2018.
- [36] A. A. A. El-Ela, R. A. El-Sehiemy, and A. S. Abbas, “Optimal Placement and Sizing of Distributed Generation and Capacitor Banks in Distribution Systems Using Water Cycle Algorithm,” *IEEE Syst. J.*, vol. 12, no. 4, pp. 3629–3636, 2018.
- [37] S. R. Gampa, K. Jasthi, P. Goli, D. Das, and R. C. Bansal, “Grasshopper optimization algorithm based two stage fuzzy multiobjective approach for optimum sizing and placement of distributed generations, shunt capacitors and electric vehicle charging stations,” *J. Energy Storage*, vol. 27, no. November 2019, p. 101117, 2020.
- [38] S. Das, D. Das, and A. Patra, “Operation of distribution network with optimal placement and sizing of dispatchable DGs and shunt capacitors,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 113, no. January, pp. 1–12, 2019.
- [39] M. Ezzat, “Reliability Enhancement in Distribution Systems Through Distributed Generator and Capacitor Allocation Using Flower Pollination Algorithm,” *2019 21st Int. Middle East Power Syst. Conf. MEPCON 2019 - Proc.*, pp. 283–288, 2019.
- [40] H. S. E. Mansour, A. A. Abdelsalam, M. Nabil, and A. A. Sallam, “Optimal capacitor banks allocation in distribution systems with distributed generators using antlion optimizer,” *2017 19th Int. Middle-East Power Syst. Conf. MEPCON 2017 - Proc.*, vol. 2018-Febru, no. December, pp. 1016–1022, 2018.
- [41] M. S. Asasi, M. Ahanch, and Y. T. Holari, “Optimal Allocation of Distributed Generations and Shunt Capacitors Using Salp Swarm Algorithm,” *26th Iran. Conf. Electr. Eng. ICEE 2018*, pp. 1166–1172, 2018.
- [42] A. Aguila and J. Wilson, “Technical and Economic Assessment of the Implementation of Measures for Reducing Energy Losses in Distribution Systems,” *IOP Conf. Ser. Earth Environ. Sci.*, vol. 73, no. 1, p. 012018, Jul. 2017, doi: 10.1088/1755-1315/73/1/012018.
- [43] A. A. Téllez, A. Robayo, I. Isaac, G. López, and J. González, “Optimal sizing of distribution transformers using exhaustive search algorithm,” *2019 FISE-IEEE/CIGRE Conf. - Living energy Transit.*, 2019, doi: 10.1109/FISECIGRE48012.2019.8984965.
- [44] A. Águila Téllez, G. López, I. Isaac, and J. W. González, “Optimal reactive power compensation in electrical distribution systems with

- distributed resources. Review,” *Heliyon*, vol. 4, no. 8, p. e00746, Aug. 2018, doi: 10.1016/j.heliyon.2018.e00746.
- [45] A. Águila Tellez, D. C. Carrión, and L. Ortiz Matos, “Analysis of power losses in the asymmetric construction of electric distribution systems,” *IEEE Lat. Am. Trans.*, vol. 13, no. 7, pp. 2190–2194, 2015, doi: 10.1109/TLA.2015.7273776.
- [46] S. Sharma, K. R. Niazi, K. Verma, and T. Rawat, “Coordination of different DGs, BESS and demand response for multi-objective optimization of distribution network with special reference to Indian power sector,” *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 121, no. August 2019, pp. 1–10, 2020.
- [47] E. A. Al-Ammar *et al.*, “ABC algorithm based optimal sizing and placement of DGs in distribution networks considering multiple objectives,” *Ain Shams Eng. J.*, vol. 12, no. 1, pp. 697–708, 2021.
- [48] O. D. Montoya and W. Gil-González, “Dynamic active and reactive power compensation in distribution networks with batteries: A day-ahead economic dispatch approach,” *Comput. Electr. Eng.*, vol. 85, no. 40, 2020.
- [49] L. Ortiz-Matos, A. Aguila-Tellez, R. C. Hincapié-Reyes, and J. W. González-Sánchez, “Multi-Criteria Optimization of the Deployment of a Grid for Rural Electrification Based on a Heuristic Method,” *IOP Conf. Ser. Earth Environ. Sci.*, vol. 73, no. 1, p. 012020, Jul. 2017, doi: 10.1088/1755-1315/73/1/012020.
- [50] S. Biswas, S. K. Goswami, and D. Bhattacharya, “Optimal Placement of Distributed Generation in an Unbalanced Radial Distribution System Considering Load Variation,” *Proc. 2019 IEEE Reg. 10 Symp. TENSYP 2019*, vol. 7, pp. 173–178, 2019.
- [51] S. Kudal, S. Ankaliki, K. Sunagar, and V. Puthran, “Comparative performance analysis of power systems,” *2016 Int. Conf. Electr. Electron. Commun. Comput. Optim. Tech. ICECCOT 2016*, pp. 83–88, 2017.
- [52] W. A. Vasquez and F. L. Quilumba, “Load flow method for radial distribution systems with distributed generation using a dynamic data matrix,” *2016 IEEE Ecuador Tech. Chapters Meet. ETCM 2016*, pp. 16–20, 2016.
- [53] T. Phongtrakul, Y. Kongjeen, and K. Bhummkittipich, “Analysis of power load flow for power distribution system based on PyPSA toolbox,” *ECTI-CON 2018 - 15th Int. Conf. Electr. Eng. Comput. Telecommun. Inf. Technol.*, no. 2, pp. 764–767, 2019.
- [54] A. Aguila Téllez, G. M. Gutiérrez Serna, D. L. González Samueza, and M. L. Ortiz, “Optimum location and sizing of capacitor banks using VOLT VAR compensation in micro-grids,” *IEE Lat. Am. Trans.*, vol. 18, no. 3, pp. 465–472, 2020, doi: 10.1109/TLA.2020.9082717.
- [55] E. S. Oda, A. A. Abdelsalam, M. N. Abdel-Wahab, and M. M. El-Saadawi, “Distributed generations planning using flower pollination algorithm for enhancing distribution system voltage stability,” *Ain Shams Eng. J.*, vol. 8, no. 4, pp. 593–603, 2017.
- [56] M. Ayoubi and R. A. Hooshmand, “A new fuzzy optimal allocation of

detuned passive filters based on a Nonhomogeneous Cuckoo Search Algorithm considering resonance constraint,” *ISA Trans.*, vol. 89, pp. 186–197, 2019.

- [57] L. Vinet and A. Zhedanov, “A ‘missing’ family of classical orthogonal polynomials,” *J. Phys. A Math. Theor.*, vol. 44, no. 8, pp. 1689–1699, 2011.

9. Estado del Arte

ANÁLISIS MULTI-OBJETIVO PARA LA MINIMIZACIÓN DE PÉRDIDAS DE POTENCIAS EN UN SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN USANDO TÉCNICAS DE COMPENSACIÓN.																														
ITEM	DATOS				TEMÁTICA				FORMULACIÓN DEL PROBLEMA				RESTRICCIONES DEL PROBLEMA			PROPUESTAS PARA RESOLVER EL PROBLEMA				SOLUCIÓN PROPUESTA										
	AÑO	TÍTULO DEL ARTÍCULO	PAÍS	CITAS	Compensación de pérdidas.	Minimización de pérdidas de potencia	Aumento perfil de voltaje	Óptima Ubicación.	Pérdidas de potencia	Perfil de voltaje	Pérdidas de Potencia.	Minimización de pérdidas de potencia.	Ubicación óptima	Costos de instalación.	Ubicación de elementos.	Límites de potencia de generación.	Límites de voltajes y ángulos.	Fallas eléctricas en RDN	Algoritmo de optimización	Minimización de pérdidas de potencia.	Minimización de costos.	Óptima dimensión y ubicación.	Flujo de carga.	Minimización de pérdidas de potencia.	Minimización de costos.	Flujo óptimo de potencia.	Factores de potencia.	Aumento de perfil de voltaje.	Costos de instalación.	
1	2020	A new thief and police algorithm and its application in simultaneous reconfiguration with optimal allocation of capacitor and distributed generation units	Iran	1				✖		✖	✖			✖		✖	✖			✖						✖		✖	✖	
2	2012	Power system reconfiguration and loss minimization for an distribution systems using bacterial foraging optimization algorithm	India	137		✖					✖					✖				✖		✖				✖			✖	✖
3	2018	Loss Minimization in a Distribution Network	Pakistan	1		✖				✖		✖	✖								✖		✖	✖	✖	✖	✖			
4	2013	Distribution System Based on Biogeography Based Optimization Technique	India	3				✖				✖	✖		✖	✖						✖			✖			✖	✖	✖
5	2020	Comprehensive impact analysis of ambient temperature on multi-objective capacitor placements in a radial distribution system	Saudi Arabia	2			✖					✖	✖			✖	✖			✖			✖	✖	✖	✖	✖			
6	2018	Optimal capacitor placement and economic analysis for reactive power compensation to improve system ' s efficiency at Bosowa Cement Industry , Maros	Indonesia	1		✖		✖		✖		✖		✖	✖	✖				✖			✖		✖			✖	✖	✖
7	2011	Optimal capacitors placement in distribution networks using Genetic Algorithm: A dimension reducing approach	India	22		✖		✖		✖			✖		✖	✖	✖			✖	✖			✖		✖	✖		✖	

ANÁLISIS MULTI-OBJETIVO PARA LA MINIMIZACIÓN DE PÉRDIDAS DE POTENCIAS EN UN SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN USANDO TÉCNICAS DE COMPENSACIÓN.

	DATOS				TEMÁTICA				FORMULACIÓN DEL PROBLEMA				RESTRICCIONES DEL PROBLEMA				PROPUESTAS PARA RESOLVER EL PROBLEMA				SOLUCIÓN PROPUESTA									
ITEM	AÑO	TÍTULO DEL ARTÍCULO	PAÍS	CITAS	Compensación de pérdidas.	Minimización de pérdidas de potencia	Aumento perfil de voltaje	Óptima Ubicación.	Pérdidas de potencia	Perfil de voltaje	Pérdidas de Potencia.	Minimización de pérdidas de potencia.	Ubicación óptima	Costos de instalación.	Ubicación de elementos.	Límites de potencia de generación.	Límites de voltajes y ángulos.	Fallas eléctricas en RDN	Algoritmo de optimización	Minimización de pérdidas de potencia.	Minimización de costos.	Óptima dimensión y ubicación.	Flujo de carga.	Minimización de pérdidas de potencia.	Minimización de costos.	Flujo óptimo de potencia.	Factores de potencia.	Aumento de perfil de voltaje.	Costos de instalación.	
8	2020	Optimal placement of multi-period-based switched capacitor in radial distribution systems	Iran, Vietnam	6				✖				✖			✖	✖						✖		✖					✖	
9	2017	Multiobjective hybrid evolutionary approach for optimal planning of shunt capacitors in radial distribution systems with load models	India	10	✖					✖			✖	✖	✖					✖	✖			✖		✖				✖
10	2020	Ubicación y dimensionamiento óptimo de generación distribuida en sistemas de distribución utilizando técnicas heurísticas basadas en escenarios de demanda.	Ecuador	0				✖		✖		✖	✖	✖		✖	✖			✖		✖	✖	✖	✖	✖	✖			
11	2018	Optimal Placement of Distributed Generations with Semidefinite Optimization Technique	USA	1				✖		✖	✖	✖					✖			✖		✖			✖				✖	
12	2016	Optimal Capacitor Placement for IEEE 14 bus system using Genetic Algorithm	Maruecos	1178	✖						✖			✖	✖		✖				✖					✖			✖	
13	2016	Optimal placement of capacitors in radial distribution system using shark smell optimization algorithm	India	39	✖					✖		✖				✖				✖	✖		✖		✖			✖		✖
14	2016	Power Systems Analysis (Si)	USA	3			✖				✖			✖	✖		✖			✖						✖			✖	✖
15	2017	Optimal placement and sizing of distributed generation in radial distribution system using K-means clustering method	India	11		✖				✖			✖		✖		✖				✖			✖					✖	
16	2013	Optimal capacitor placement to distribution transformers for power loss reduction in radial distribution systems	Vietnam	54				✖				✖	✖	✖		✖						✖			✖	✖		✖	✖	✖
17	2020	Strategic planning of renewable distributed generation in radial distribution system using advanced MOPSO method	China, Pakistan	1			✖					✖	✖		✖		✖			✖		✖	✖	✖	✖	✖	✖		✖	

ANÁLISIS MULTI-OBJETIVO PARA LA MINIMIZACIÓN DE PÉRDIDAS DE POTENCIAS EN UN SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN USANDO TÉCNICAS DE COMPENSACIÓN.

	DATOS				TEMÁTICA				FORMULACIÓN DEL PROBLEMA				RESTRICCIONES DEL PROBLEMA			PROPUESTAS PARA RESOLVER EL PROBLEMA				SOLUCIÓN PROPUESTA										
ITEM	AÑO	TÍTULO DEL ARTÍCULO	PAÍS	CITAS	Compensación de pérdidas.	Minimización de pérdidas de potencia	Aumento perfil de voltaje	Óptima Ubicación.	Pérdidas de potencia	Perfil de voltaje	Pérdidas de Potencia.	Minimización de pérdidas de potencia.	Ubicación óptima	Costos de instalación.	Ubicación de elementos.	Límites de potencia de generación.	Límites de voltajes y ángulos.	Fallas eléctricas en RDN	Algoritmo de optimización	Minimización de pérdidas de potencia.	Minimización de costos.	Óptima dimensión y ubicación.	Flujo de carga.	Minimización de pérdidas de potencia.	Minimización de costos.	Flujo óptimo de potencia.	Factores de potencia.	Aumento de perfil de voltaje.	Costos de instalación.	
18	2018	RESOLUCIÓN Nro. ARCONEL-018/18	Ecuador	5										✖															✖	
19	2019	Looping of Radial Distribution Network to Mitigate the over Voltage Problems and to Increase the Integrated Capacity of Solar PV	Pakistan	1		✖						✖	✖			✖				✖		✖	✖		✖	✖	✖		✖	
20	2019	Optimal Capacitor Placement in Distribution Network for Loss Reduction and Voltage Profile Improvement	Bosnia	132				✖		✖		✖		✖	✖		✖				✖		✖		✖				✖	
21	2017	A simple analytical technique for optimal capacitor placement in radial distribution systems	Egipto	51	✖					✖		✖		✖	✖		✖			✖			✖		✖			✖		
22	2018	Optimal Sizing and Allocation of Capacitors in Radial Distribution System using Sine Cosine Algorithm	India	1				✖			✖	✖	✖		✖	✖	✖			✖	✖	✖	✖	✖	✖	✖	✖		✖	
23	2018	Grey Wolf Optimization Algorithm for Optimal Siting and Sizing of Capacitors	India	20		✖				✖	✖	✖		✖	✖		✖				✖	✖			✖			✖	✖	✖
24	2016	Optimal shunt capacitor placement in radial distribution system	Malasia	15		✖			✖	✖		✖				✖				✖	✖		✖		✖	✖				
25	2014	Effects of Distributed Generation on Electric Power Systems	Rumania	1					✖			✖	✖	✖	✖	✖			✖				✖	✖	✖		✖			✖
26	2020	Optimal placement and sizing of distributed generation with small signal stability constraint	Iran	1		✖				✖	✖				✖		✖			✖	✖	✖				✖			✖	
27	2018	Impact assessment of DG in distribution systems from minimization of total real power loss viewpoint by using optimal power flow algorithms	India	8		✖					✖	✖		✖	✖	✖				✖	✖	✖			✖	✖			✖	✖

ANÁLISIS MULTI-OBJETIVO PARA LA MINIMIZACIÓN DE PÉRDIDAS DE POTENCIAS EN UN SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN USANDO TÉCNICAS DE COMPENSACIÓN.

	DATOS				TEMÁTICA				FORMULACIÓN DEL PROBLEMA				RESTRICCIONES DEL PROBLEMA				PROPUESTAS PARA RESOLVER EL PROBLEMA				SOLUCIÓN PROPUESTA									
ITEM	AÑO	TÍTULO DEL ARTÍCULO	PAÍS	CITAS	Compensación de pérdidas.	Minimización de pérdidas de potencia	Aumento perfil de voltaje	Óptima Ubicación.	Pérdidas de potencia	Perfil de voltaje	Pérdidas de Potencia.	Minimización de pérdidas de potencia.	Ubicación óptima	Costos de instalación.	Ubicación de elementos.	Límites de potencia de generación.	Límites de voltajes y ángulos.	Fallas eléctricas en RDN	Algoritmo de optimización	Minimización de pérdidas de potencia.	Minimización de costos.	Óptima dimensión y ubicación.	Flujo de carga.	Minimización de pérdidas de potencia.	Minimización de costos.	Flujo óptimo de potencia.	Factores de potencia.	Aumento de perfil de voltaje.	Costos de instalación.	
28	2019	Heliyon Hybrid AC / DC microgrid test system simulation : grid-connected mode	Ecuador, Colombia	6			✗				✗		✗		✗	✗	✗		✗	✗		✗						✗		
29	2017	Distributed generations planning using flower pollination algorithm for enhancing distribution system voltage stability	Egipto	21		✗				✗		✗	✗		✗	✗					✗		✗	✗	✗	✗				✗
30	2018	Optimal Placement and Sizing of Distributed Generation and Capacitor Banks in Distribution Systems Using Water Cycle Algorithm	USA	24				✗		✗		✗	✗				✗			✗	✗		✗	✗	✗					
31	2020	Grasshopper optimization algorithm based two stage fuzzy multiobjective approach for optimum sizing and placement of distributed generations, shunt capacitors and electric vehicle charging stations	India	17		✗					✗		✗	✗		✗					✗		✗			✗			✗	✗
32	2019	Operation of distribution network with optimal placement and sizing of dispatchable DGs and shunt capacitors	India	9		✗						✗	✗		✗							✗	✗	✗	✗	✗	✗			
33	2019	Reliability Enhancement in Distribution Systems Through Distributed Generator and Capacitor Allocation Using Flower Pollination Algorithm	Egipto	17					✗	✗		✗	✗							✗	✗		✗	✗	✗	✗	✗			✗
34	2018	Optimal capacitor banks allocation in distribution systems with distributed generators using antlion optimizer	Egipto	1	✗	✗				✗		✗	✗		✗	✗	✗			✗	✗		✗	✗	✗		✗		✗	
35	2018	Optimal Allocation of Distributed Generations and Shunt Capacitors Using Salp Swarm Algorithm	Iran	1				✗					✗										✗			✗		✗		

ANÁLISIS MULTI-OBJETIVO PARA LA MINIMIZACIÓN DE PÉRDIDAS DE POTENCIAS EN UN SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN USANDO TÉCNICAS DE COMPENSACIÓN.

	DATOS				TEMÁTICA				FORMULACIÓN DEL PROBLEMA				RESTRICCIONES DEL PROBLEMA			PROPUESTAS PARA RESOLVER EL PROBLEMA				SOLUCIÓN PROPUESTA											
ITEM	AÑO	TÍTULO DEL ARTÍCULO	PAÍS	CITAS	Compensación de pérdidas.	Minimización de pérdidas de potencia	Aumento perfil de voltaje	Óptima Ubicación.	Pérdidas de potencia	Perfil de voltaje	Pérdidas de Potencia.	Minimización de pérdidas de potencia.	Ubicación óptima	Costos de instalación.	Ubicación de elementos.	Límites de potencia de generación.	Límites de voltajes y ángulos.	Fallas eléctricas en RDN	Algoritmo de optimización	Minimización de pérdidas de potencia.	Minimización de costos.	Óptima dimensión y ubicación.	Flujo de carga.	Minimización de pérdidas de potencia.	Minimización de costos.	Flujo óptimo de potencia.	Factores de potencia.	Aumento de perfil de voltaje.	Costos de instalación.		
36	2017	Technical and Economic Assessment of the Implementation of Measures for Reducing Energy Losses in Distribution Systems	Ecuador, Colombia	307		✖				✖		✖		✖		✖				✖	✖		✖		✖	✖			✖		
37	2018	Optimal reactive power compensation in electrical distribution systems with distributed resources. Review	Ecuador, Colombia	19	✖							✖	✖		✖		✖			✖		✖	✖		✖	✖	✖				
38	2015	Analysis of power losses in the asymmetric construction of electric distribution systems	Ecuador	5					✖	✖	✖			✖						✖	✖	✖						✖			
39	2019	Coordination of different DGs, BESS and demand response for multi-objective optimization of distribution network with special reference to Indian power sector	India	4	✖						✖	✖	✖		✖	✖	✖			✖		✖	✖	✖	✖	✖	✖			✖	✖
40	2020	ABC algorithm based optimal sizing and placement of DGs in distribution networks considering multiple objectives	Pakistan	0	✖						✖			✖	✖							✖						✖	✖		
41	2020	Dynamic active and reactive power compensation in distribution networks with batteries: A day-ahead economic dispatch approach	Colombia	7		✖				✖		✖	✖		✖	✖	✖			✖		✖	✖	✖	✖		✖		✖		
42	2019	Optimal Placement of Distributed Generation in an Unbalanced Radial Distribution System Considering Load Variation	India	0					✖	✖		✖	✖			✖				✖		✖	✖	✖	✖		✖				
43	2016	Comparative performance analysis of power systems	India	0					✖	✖		✖		✖	✖	✖						✖	✖		✖					✖	
44	2016	Load flow method for radial distribution systems with distributed generation using a dynamic data matrix	Reino Unido, Ecuador	3			✖					✖	✖		✖	✖	✖	✖				✖	✖	✖	✖		✖				

ANÁLISIS MULTI-OBJETIVO PARA LA MINIMIZACIÓN DE PÉRDIDAS DE POTENCIAS EN UN SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN USANDO TÉCNICAS DE COMPENSACIÓN.

	DATOS				TEMÁTICA				FORMULACIÓN DEL PROBLEMA				RESTRICCIONES DEL PROBLEMA				PROPUESTAS PARA RESOLVER EL PROBLEMA				SOLUCIÓN PROPUESTA									
ITEM	AÑO	TÍTULO DEL ARTÍCULO	PAÍS	CITAS	Compensación de pérdidas.	Minimización de pérdidas de potencia	Aumento perfil de voltaje	Óptima Ubicación.	Pérdidas de potencia	Perfil de voltaje	Pérdidas de Potencia.	Minimización de pérdidas de potencia.	Ubicación óptima	Costos de instalación.	Ubicación de elementos.	Límites de potencia de generación.	Límites de voltajes y ángulos.	Fallas eléctricas en RDN	Algoritmo de optimización	Minimización de pérdidas de potencia.	Minimización de costos.	Óptima dimensión y ubicación.	Flujo de carga.	Minimización de pérdidas de potencia.	Minimización de costos.	Flujo óptimo de potencia.	Factores de potencia.	Aumento de perfil de voltaje.	Costos de instalación.	
45	2019	Analysis of power load flow for power distribution system based on PyPSA toolbox	Tailandia	1			✖			✖	✖			✖	✖	✖				✖	✖					✖			✖	
46	2020	Optimum location and sizing of capacitor banks using VOLT VAR compensation in micro-grids	Ecuador, Colombia	0				✖				✖	✖		✖	✖				✖			✖		✖		✖			✖
47	2019	A new fuzzy optimal allocation of detuned passive filters based on a Nonhomogeneous Cuckoo Search Algorithm considering resonance constraint	Iran	5		✖		✖		✖	✖		✖	✖	✖	✖				✖	✖		✖			✖			✖	
				Cantidad:	8	15	8	15	5	25	16	31	27	20	30	27	21	2	24	22	13	31	24	31	26	14	11	24	19	

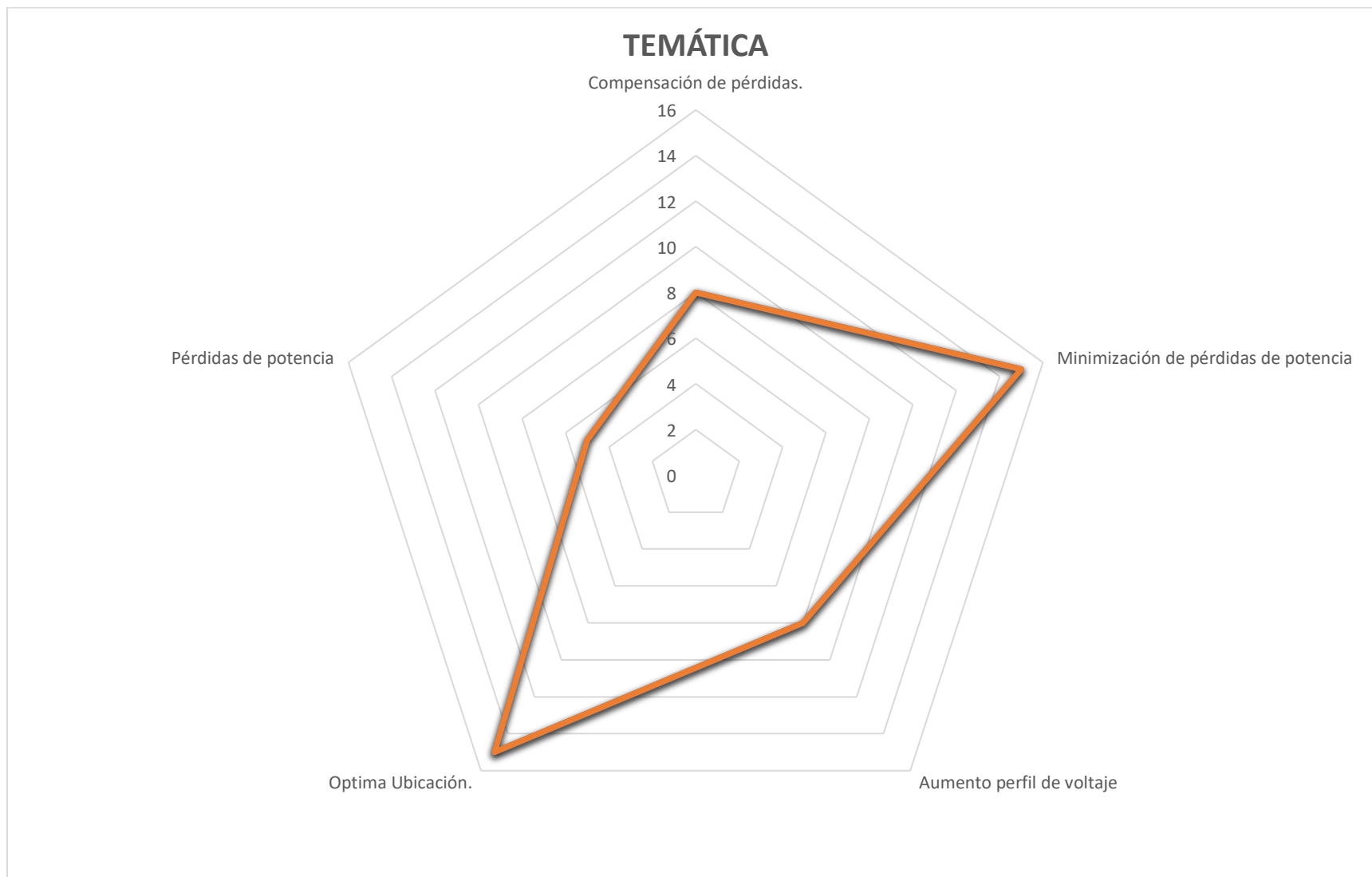


Figura 30. Resumen e indicador de la temática - Estado del arte

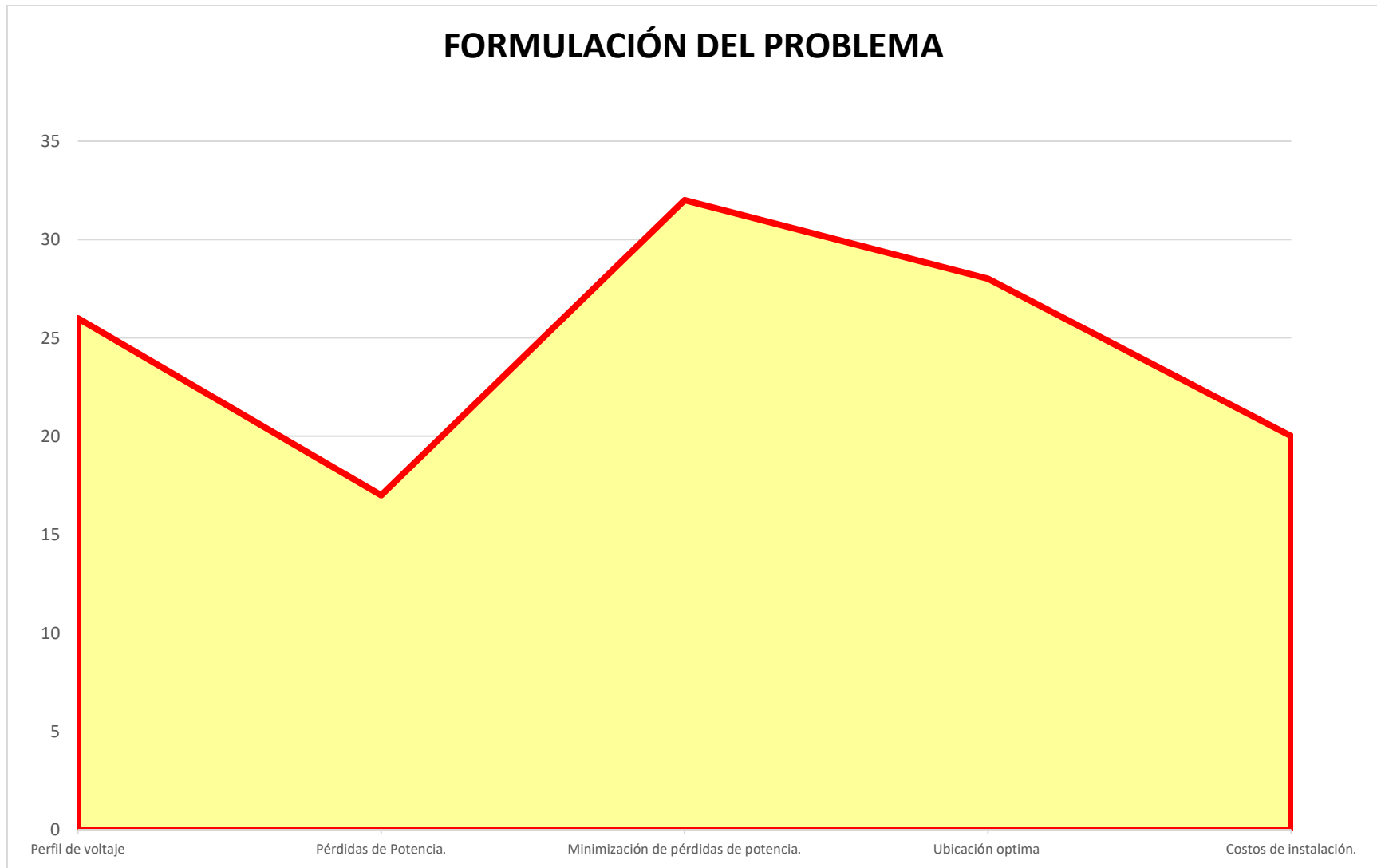


Figura 31. Indicador de formulación del problema - Estado del arte

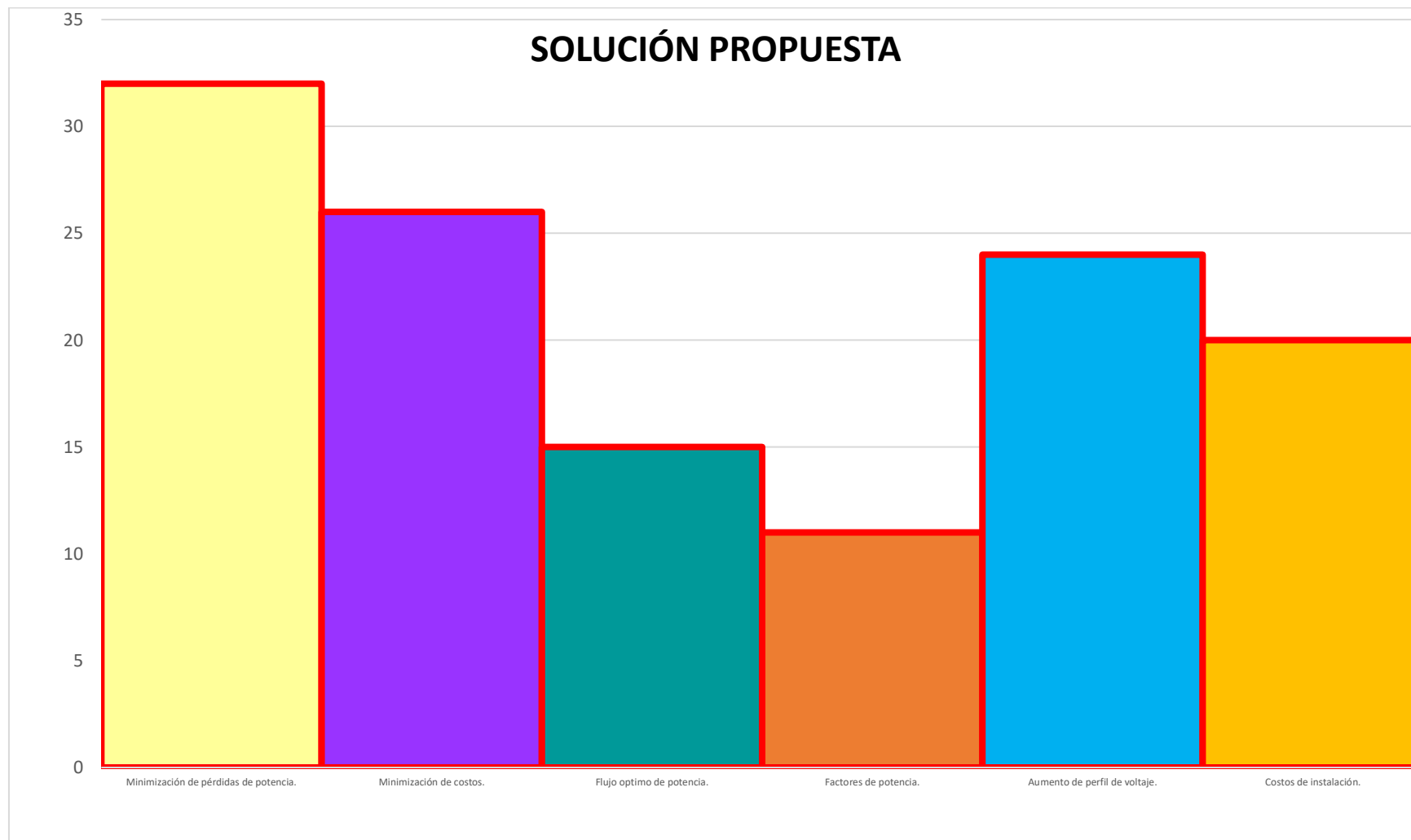


Figura 32. Indicador de solución - Estado del arte

10. Anexos

Tabla 13. Datos del sistema IEEE 69 barras

No	Tipo	P(kW)	Q(kVAr)	Desde barra	Hacia barra	R(ohm)	X(ohm)	No	Tipo	P(kW)	Q(kVAr)	Desde barra	Hacia barra	R(ohm)	X(ohm)
1	Slack	0	0	0	1	—	—	36	PQ	26	18.6	3	36	0.0044	0.0108
2	PQ	0	0	1	2	0.0005	0.0012	37	PQ	26	18.6	36	37	0.064	0.1565
3	PQ	0	0	2	3	0.0005	0.0012	38	PQ	0	0	37	38	0.1053	0.123
4	PQ	0	0	3	4	0.0015	0.0036	39	PQ	24	17	38	39	0.0304	0.0355
5	PQ	0	0	4	5	0.0251	0.0294	40	PQ	24	17	39	40	0.0018	0.0021
6	PQ	2.6	2.2	5	6	0.366	0.1864	41	PQ	1.2	1	40	41	0.7283	0.8509
7	PQ	40.4	30	6	7	0.381	0.1941	42	PQ	0	0	41	42	0.31	0.3623
8	PQ	75	54	7	8	0.0922	0.047	43	PQ	6	4.3	42	43	0.041	0.0478
9	PQ	30	22	8	9	0.0493	0.0251	44	PQ	0	0	43	44	0.0092	0.0116
10	PQ	28	19	9	10	0.819	0.2707	45	PQ	39.2	26.3	44	45	0.1089	0.1373
11	PQ	145	104	10	11	0.1872	0.0619	46	PQ	39.2	26.3	45	46	0.0009	0.0012
12	PQ	145	104	11	12	0.7114	0.2351	47	PQ	0	0	4	47	0.0034	0.0084
13	PQ	8	5.5	12	13	1.03	0.34	48	PQ	79	56.4	47	48	0.0851	0.2083
14	PQ	8	5.5	13	14	1.044	0.34	49	PQ	384.7	274.5	48	49	0.2898	0.7091
15	PQ	0	0	14	15	1.058	0.3496	50	PQ	384.7	274.5	49	50	0.0822	0.2011
16	PQ	45.5	30	15	16	0.1966	0.065	51	PQ	40.5	28.3	8	51	0.0928	0.0473
17	PQ	60	35	16	17	0.3744	0.1238	52	PQ	3.6	2.7	51	52	0.3319	0.114
18	PQ	60	35	17	18	0.0047	0.0016	53	PQ	4.3	3.5	9	53	0.174	0.0886
19	PQ	0	0	18	19	0.3276	0.1083	54	PQ	26.4	19	53	54	0.203	0.1034
20	PQ	1	0.6	19	20	0.2106	0.069	55	PQ	24	17.2	54	55	0.2842	0.1447
21	PQ	114	81	20	21	0.3416	0.1129	56	PQ	0	0	55	56	0.2813	0.1433
22	PQ	5.3	3.5	21	22	0.014	0.0046	57	PQ	0	0	56	57	1.59	0.5337
23	PQ	0	0	22	23	0.1591	0.0526	58	PQ	0	0	57	58	0.7837	0.263
24	PQ	28	20	23	24	0.3463	0.1145	59	PQ	100	72	58	59	0.3042	0.1006
25	PQ	0	0	24	25	0.7488	0.2475	60	PQ	0	0	59	60	0.3861	0.1172

No	Tipo	P(kW)	Q(kVAr)	Desde barra	Hacia barra	R(ohm)	X(ohm)	No	Tipo	P(kW)	Q(kVAr)	Desde barra	Hacia barra	R(ohm)	X(ohm)
26	PQ	14	10	25	26	0.3089	0.1021	61	PQ	1244	888	60	61	0.5075	0.2585
27	PQ	14	10	26	27	0.1732	0.0572	62	PQ	32	23	61	62	0.0974	0.0496
28	PQ	26	18.6	3	28	0.0044	0.0108	63	PQ	0	0	62	63	0.145	0.0738
29	PQ	26	18.6	28	29	0.064	0.1565	64	PQ	227	162	63	64	0.7105	0.3619
30	PQ	0	0	29	30	0.3978	0.1315	65	PQ	59	42	64	65	1.041	0.5302
31	PQ	0	0	30	31	0.0702	0.0232	66	PQ	18	13	11	66	0.2012	0.0611
32	PQ	0	0	31	32	0.351	0.116	67	PQ	18	13	66	67	0.0047	0.0014
33	PQ	14	10	32	33	0.839	0.2816	68	PQ	28	20	12	68	0.7394	0.2444
34	PQ	19.5	14	33	34	1.708	0.5646	69	PQ	28	20	68	69	0.0047	0.0016
35	PQ	6	4	34	35	1.474	0.4873								

Tabla 14. Pérdidas de potencia

Líneas		Caso inicial		Compensación Simultánea		Compensación Reactiva		Generación Distribuida		Conversión de Voltaje	
		P[kW]	Q[kVAr]	P[kW]	Q[kVAr]	P[kW]	Q[kVAr]	P[kW]	Q[kVAr]	P[kW]	Q[kVAr]
0	1	0.07	0.18	0.06	0.14	0.05	0.13	0.03	0.08	0.02	0.05
1	2	0.07	0.18	0.06	0.14	0.05	0.13	0.03	0.08	0.02	0.05
2	3	0.19	0.47	0.14	0.35	0.13	0.32	0.08	0.19	0.06	0.13
3	4	1.94	2.27	1.31	1.53	1.26	1.47	0.62	0.73	0.54	0.63
4	5	28.24	14.38	19.04	9.70	18.36	9.35	9.06	4.61	7.88	4.01
5	6	29.34	14.95	19.77	10.07	19.07	9.72	9.40	4.79	8.18	4.17
6	7	6.90	3.51	4.62	2.35	4.48	2.28	2.19	1.11	1.92	0.98
7	8	3.38	1.72	2.22	1.13	2.18	1.11	1.04	0.53	0.94	0.48
8	9	4.78	1.58	2.27	0.75	3.40	1.12	1.96	0.65	1.40	0.46
9	10	1.02	0.34	0.47	0.16	0.72	0.24	0.41	0.13	0.30	0.10
10	11	2.19	0.72	0.81	0.27	1.49	0.49	0.70	0.23	0.64	0.21
11	12	1.29	0.42	0.39	0.13	0.95	0.31	0.44	0.15	0.37	0.12
12	13	1.25	0.41	0.38	0.12	0.93	0.30	0.44	0.14	0.36	0.12
13	14	1.21	0.40	0.37	0.12	0.91	0.30	0.44	0.15	0.35	0.12

Líneas		Caso inicial		Compensación Simultánea		Compensación Reactiva		Generación Distribuida		Conversión de Voltaje	
		P[kW]	Q[kVAr]	P[kW]	Q[kVAr]	P[kW]	Q[kVAr]	P[kW]	Q[kVAr]	P[kW]	Q[kVAr]
14	15	0.22	0.07	0.07	0.02	0.17	0.06	0.08	0.03	0.06	0.02
15	16	0.32	0.11	0.12	0.04	0.27	0.09	0.16	0.05	0.09	0.03
16	17	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
17	18	0.10	0.03	0.13	0.04	0.10	0.03	0.10	0.03	0.03	0.01
18	19	0.07	0.02	0.09	0.03	0.07	0.02	0.06	0.02	0.02	0.01
19	20	0.11	0.04	0.14	0.05	0.11	0.03	0.10	0.03	0.03	0.01
20	21	0.00	0.00	0.01	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
21	22	0.01	0.00	0.12	0.04	0.01	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
22	23	0.01	0.00	0.26	0.09	0.01	0.00	0.01	0.00	0.00	0.00
23	24	0.01	0.00	0.65	0.21	0.01	0.00	0.01	0.00	0.00	0.00
24	25	0.00	0.00	0.27	0.09	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
25	26	0.00	0.00	0.16	0.05	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
26	27	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
27	28	0.00	0.01	0.00	0.01	0.00	0.01	0.00	0.01	0.00	0.00
28	29	0.01	0.00	0.01	0.00	0.01	0.00	0.01	0.00	0.00	0.00
29	30	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
30	31	0.01	0.00	0.01	0.00	0.01	0.00	0.01	0.00	0.00	0.00
31	32	0.01	0.00	0.01	0.00	0.01	0.00	0.01	0.00	0.00	0.00
32	33	0.01	0.00	0.01	0.00	0.01	0.00	0.01	0.00	0.00	0.00
33	34	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
34	35	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
35	36	0.02	0.04	0.02	0.04	0.02	0.04	0.02	0.04	0.00	0.01
36	37	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.01	0.01
37	38	0.00	0.01	0.00	0.01	0.00	0.01	0.00	0.01	0.00	0.00
38	39	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
39	40	0.05	0.06	0.05	0.06	0.05	0.06	0.05	0.06	0.01	0.02
40	41	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.01	0.01

Líneas		Caso inicial		Compensación Simultánea		Compensación Reactiva		Generación Distribuida		Conversión de Voltaje	
		P[kW]	Q[kVAr]	P[kW]	Q[kVAr]	P[kW]	Q[kVAr]	P[kW]	Q[kVAr]	P[kW]	Q[kVAr]
41	42	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
42	43	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
43	44	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.00	0.00
44	45	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
45	46	0.02	0.06	0.02	0.06	0.02	0.06	0.02	0.06	0.01	0.02
46	47	0.58	1.43	0.58	1.43	0.58	1.43	0.58	1.43	0.18	0.44
47	48	1.63	4.00	1.63	4.00	1.63	4.00	1.63	4.00	0.50	1.22
48	49	0.12	0.28	0.12	0.28	0.12	0.28	0.12	0.28	0.04	0.09
49	50	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
50	51	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
51	52	5.78	2.94	4.55	2.32	3.68	1.88	1.71	0.87	1.57	0.80
52	53	6.71	3.42	5.28	2.69	4.28	2.18	1.98	1.01	1.82	0.93
53	54	9.12	4.65	7.16	3.64	5.83	2.97	2.69	1.37	2.47	1.26
54	55	8.79	4.48	6.88	3.50	5.62	2.86	2.60	1.32	2.38	1.21
55	56	49.68	16.68	38.86	13.04	31.76	10.66	14.67	4.92	13.43	4.51
56	57	24.49	8.22	19.15	6.43	15.66	5.25	7.23	2.43	6.62	2.22
57	58	9.51	3.14	7.43	2.46	6.08	2.01	2.81	0.93	2.57	0.85
58	59	10.67	3.24	8.24	2.50	6.91	2.10	3.22	0.98	2.88	0.87
59	60	14.03	7.14	10.84	5.52	9.34	4.76	4.24	2.16	3.79	1.93
60	61	0.11	0.06	0.10	0.05	0.27	0.14	0.10	0.05	0.03	0.02
61	62	0.13	0.07	0.14	0.07	0.41	0.21	0.12	0.06	0.04	0.02
62	63	0.66	0.34	0.70	0.36	2.00	1.02	0.57	0.29	0.18	0.09
63	64	0.04	0.02	0.04	0.02	0.04	0.02	0.04	0.02	0.01	0.01
64	65	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
65	66	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
66	67	0.02	0.01	0.02	0.01	0.02	0.01	0.02	0.01	0.01	0.00
67	68	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

Tabla 15. Perfiles de voltaje y ángulos

Barras	Caso inicial		Compensación Simultánea		Compensación Reactiva		Generación Distribuida		Conversión de Voltaje	
	Volt [pu]	Ang [°]	Volt [pu]	Ang [°]	Volt [pu]	Ang [°]	Volt [pu]	Ang [°]	Volt [pu]	Ang [°]
1	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0
2	1	-0.0012	1	-0.0011	1	-0.0015	1	-0.0002	1	-0.0004
3	0.9999	-0.0025	0.9999	-0.0022	1	-0.0030	0.9999	-0.0004	1	-0.0007
4	0.9998	-0.0059	0.9999	-0.0053	0.9999	-0.0073	0.9999	-0.0008	1	-0.0017
5	0.9990	-0.0185	0.9992	-0.0173	0.9994	-0.0346	0.9994	0.0111	0.9997	-0.0053
6	0.9901	0.0493	0.9918	0.0205	0.9927	-0.1899	0.9960	0.2298	0.9971	0.0160
7	0.9808	0.1211	0.9842	0.0603	0.9857	-0.3540	0.9925	0.4589	0.9944	0.0383
8	0.9786	0.1383	0.9823	0.0697	0.9840	-0.3944	0.9917	0.5142	0.9937	0.0436
9	0.9774	0.1471	0.9814	0.0743	0.9832	-0.4165	0.9913	0.5435	0.9934	0.0463
10	0.9724	0.2319	0.9785	0.1978	0.9788	-0.4347	0.9888	0.6714	0.9919	0.0715
11	0.9713	0.2507	0.9779	0.2255	0.9778	-0.4395	0.9883	0.7001	0.9916	0.0771
12	0.9682	0.3036	0.9766	0.3121	0.9752	-0.4767	0.9873	0.7910	0.9906	0.0927
13	0.9653	0.3500	0.9763	0.4078	0.9730	-0.5609	0.9875	0.8933	0.9897	0.1063
14	0.9624	0.3969	0.9760	0.5037	0.9709	-0.6472	0.9877	0.9957	0.9889	0.1201
15	0.9595	0.4429	0.9759	0.5998	0.9688	-0.7368	0.9880	1.0985	0.9880	0.1334
16	0.9590	0.4514	0.9758	0.6177	0.9684	-0.7535	0.9881	1.1176	0.9879	0.1359
17	0.9581	0.4656	0.9759	0.6496	0.9678	-0.7875	0.9883	1.1519	0.9876	0.1400
18	0.9581	0.4657	0.9759	0.6500	0.9678	-0.7879	0.9883	1.1520	0.9876	0.1401
19	0.9576	0.4742	0.9763	0.6742	0.9674	-0.7796	0.9879	1.1601	0.9875	0.1426
20	0.9573	0.4798	0.9765	0.6897	0.9671	-0.7741	0.9876	1.1653	0.9874	0.1442
21	0.9568	0.4887	0.9769	0.7148	0.9666	-0.7654	0.9871	1.1736	0.9872	0.1467
22	0.9568	0.4888	0.9769	0.7156	0.9666	-0.7653	0.9871	1.1737	0.9872	0.1468
23	0.9567	0.4901	0.9772	0.7247	0.9665	-0.7640	0.9870	1.1750	0.9872	0.1472
24	0.9566	0.4930	0.9779	0.7443	0.9663	-0.7612	0.9869	1.1777	0.9872	0.1480
25	0.9564	0.4962	0.9797	0.7836	0.9662	-0.7581	0.9867	1.1807	0.9871	0.1489

Barras	Caso inicial		Compensación Simultánea		Compensación Reactiva		Generación Distribuida		Conversión de Voltaje	
	Volt [pu]	Ang [°]	Volt [pu]	Ang [°]	Volt [pu]	Ang [°]	Volt [pu]	Ang [°]	Volt [pu]	Ang [°]
26	0.9564	0.4975	0.9804	0.7998	0.9661	-0.7568	0.9866	1.1819	0.9871	0.1493
27	0.9563	0.4978	0.9808	0.8085	0.9661	-0.7565	0.9866	1.1822	0.9871	0.1494
28	0.9999	-0.0027	0.9999	-0.0025	1	-0.0033	0.9999	-0.0007	1	-0.0008
29	0.9999	-0.0053	0.9999	-0.0051	0.9999	-0.0059	0.9999	-0.0033	1	-0.0016
30	0.9997	-0.0032	0.9997	-0.0030	0.9998	-0.0037	0.9997	-0.0012	0.9999	-0.0009
31	0.9997	-0.0028	0.9997	-0.0026	0.9997	-0.0034	0.9997	-0.0008	0.9999	-0.0008
32	0.9996	-0.0009	0.9996	-0.0007	0.9996	-0.0015	0.9996	0.0011	0.9999	-0.0003
33	0.9993	0.0035	0.9994	0.0037	0.9994	0.0029	0.9994	0.0055	0.9998	0.0011
34	0.9990	0.0094	0.9990	0.0096	0.9990	0.0088	0.9990	0.0114	0.9997	0.0029
35	0.9989	0.0104	0.9990	0.0106	0.9990	0.0099	0.9990	0.0124	0.9997	0.0032
36	0.9999	-0.0030	0.9999	-0.0027	0.9999	-0.0035	0.9999	-0.0009	1	-0.0009
37	0.9997	-0.0094	0.9998	-0.0092	0.9998	-0.0099	0.9998	-0.0073	0.9999	-0.0029
38	0.9996	-0.0118	0.9996	-0.0116	0.9996	-0.0123	0.9996	-0.0098	0.9999	-0.0036
39	0.9995	-0.0125	0.9996	-0.0123	0.9996	-0.0130	0.9996	-0.0105	0.9999	-0.0038
40	0.9995	-0.0125	0.9996	-0.0123	0.9996	-0.0131	0.9996	-0.0105	0.9999	-0.0038
41	0.9988	-0.0235	0.9989	-0.0233	0.9989	-0.0241	0.9989	-0.0215	0.9996	-0.0072
42	0.9986	-0.0281	0.9986	-0.0279	0.9986	-0.0287	0.9986	-0.0261	0.9996	-0.0086
43	0.9985	-0.0288	0.9985	-0.0285	0.9985	-0.0293	0.9985	-0.0267	0.9995	-0.0088
44	0.9985	-0.0289	0.9985	-0.0287	0.9985	-0.0295	0.9985	-0.0269	0.9995	-0.0089
45	0.9984	-0.0307	0.9984	-0.0305	0.9984	-0.0313	0.9984	-0.0287	0.9995	-0.0094
46	0.9984	-0.0307	0.9984	-0.0305	0.9984	-0.0313	0.9984	-0.0287	0.9995	-0.0094
47	0.9998	-0.0077	0.9998	-0.0071	0.9999	-0.0091	0.9998	-0.0026	0.9999	-0.0023
48	0.9985	-0.0525	0.9986	-0.0520	0.9986	-0.0539	0.9986	-0.0475	0.9996	-0.0161
49	0.9947	-0.1916	0.9947	-0.1911	0.9948	-0.1930	0.9947	-0.1866	0.9984	-0.0588
50	0.9942	-0.2114	0.9942	-0.2109	0.9942	-0.2128	0.9942	-0.2064	0.9982	-0.0648
51	0.9785	0.1386	0.9823	0.0700	0.9840	-0.3941	0.9917	0.5145	0.9937	0.0437
52	0.9785	0.1388	0.9823	0.0701	0.9840	-0.3940	0.9917	0.5147	0.9937	0.0437

Barras	Caso inicial		Compensación Simultánea		Compensación Reactiva		Generación Distribuida		Conversión de Voltaje	
	Volt [pu]	Ang [°]	Volt [pu]	Ang [°]	Volt [pu]	Ang [°]	Volt [pu]	Ang [°]	Volt [pu]	Ang [°]
53	0.9747	0.1690	0.9789	0.0683	0.9812	-0.4823	0.9907	0.6226	0.9926	0.0531
54	0.9714	0.1946	0.9760	0.0612	0.9790	-0.5595	0.9899	0.7150	0.9917	0.0609
55	0.9669	0.2302	0.9720	0.0507	0.9759	-0.6687	0.9888	0.8439	0.9904	0.0718
56	0.9626	0.2652	0.9681	0.0395	0.9729	-0.7780	0.9879	0.9713	0.9891	0.0824
57	0.9401	0.6617	0.9475	0.1631	0.9557	-1.2249	0.9847	1.6867	0.9826	0.1960
58	0.9290	0.8643	0.9374	0.2261	0.9473	-1.4511	0.9832	2.0410	0.9794	0.2525
59	0.9248	0.9453	0.9334	0.2519	0.9440	-1.5389	0.9826	2.1788	0.9782	0.2748
60	0.9197	1.0498	0.9288	0.2856	0.9402	-1.6507	0.9823	2.3475	0.9768	0.3034
61	0.9123	1.1188	0.9223	0.2619	0.9343	-1.7421	0.9811	2.5774	0.9746	0.3222
62	0.9120	1.1216	0.9221	0.2469	0.9342	-1.7699	0.9808	2.5798	0.9745	0.3229
63	0.9117	1.1252	0.9219	0.2242	0.9342	-1.8117	0.9805	2.5829	0.9744	0.3239
64	0.9098	1.1431	0.9211	0.1126	0.9342	-2.0165	0.9787	2.5984	0.9739	0.3287
65	0.9092	1.1484	0.9206	0.1178	0.9337	-2.0114	0.9782	2.6030	0.9737	0.3302
66	0.9713	0.2519	0.9778	0.2266	0.9778	-0.4384	0.9882	0.7012	0.9915	0.0774
67	0.9713	0.2519	0.9778	0.2266	0.9778	-0.4384	0.9882	0.7012	0.9915	0.0774
68	0.9679	0.3096	0.9762	0.3181	0.9749	-0.4708	0.9870	0.7968	0.9905	0.0945
69	0.9678	0.3096	0.9762	0.3181	0.9749	-0.4707	0.9870	0.7968	0.9905	0.0945

Tabla 16. Potencias luego del flujo de carga

Barras	Caso inicial		Compensación Simultánea		Compensación Reactiva		Generación Distribuida		Conversión de Voltaje	
	P[kW]	Q[kVAr]	P[kW]	Q[kVAr]	P[kW]	Q[kVAr]	P[kW]	Q[kVAr]	P[kW]	Q[kVAr]
1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Barras	Caso inicial		Compensación Simultánea		Compensación Reactiva		Generación Distribuida		Conversión de Voltaje	
	P[kW]	Q[kVAr]	P[kW]	Q[kVAr]	P[kW]	Q[kVAr]	P[kW]	Q[kVAr]	P[kW]	Q[kVAr]
6	2.6	2.2	2.6	2.2	2.6	2.2	2.6	2.2	2.6	2.2
7	40.4	30	40.4	30	40.4	30	40.4	30	40.4	30
8	75	54	75	54	75	54	75	54	75	54
9	30	22	30	22	30	22	30	22	30	22
10	28	19	28	19	28	19	28	19	28	19
11	145	104	145	104	145	104	145	104	145	104
12	145	104	145	104	145	104	145	104	145	104
13	8	5.5	8	5.5	8	5.5	8	5.5	8	5.5
14	8	5.5	8	5.5	8	5.5	8	5.5	8	5.5
15	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
16	45.5	30	45.5	30	45.5	30	45.5	30	45.5	30
17	60	35	60	35	60	35	-403.4	35	60	35
18	60	35	60	35	60	-300	60	35	60	35
19	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
20	1	0.6	1	0.6	1	0.6	1	0.6	1	0.6
21	114	81	114	81	114	81	114	81	114	81
22	5.3	3.5	5.3	3.5	5.3	3.5	5.3	3.5	5.3	3.5
23	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
24	28	20	28	20	28	20	28	20	28	20
25	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
26	14	10	14	10	14	10	14	10	14	10
27	14	10	-379.18	10	14	10	14	10	14	10
28	26	18.6	26	18.6	26	18.6	26	18.6	26	18.6
29	26	18.6	26	18.6	26	18.6	26	18.6	26	18.6
30	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
31	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
32	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Barras	Caso inicial		Compensación Simultánea		Compensación Reactiva		Generación Distribuida		Conversión de Voltaje	
	P[kW]	Q[kVAr]	P[kW]	Q[kVAr]	P[kW]	Q[kVAr]	P[kW]	Q[kVAr]	P[kW]	Q[kVAr]
33	14	10	14	10	14	10	14	10	14	10
34	19.5	14	19.5	14	19.5	14	19.5	14	19.5	14
35	6	4	6	4	6	4	6	4	6	4
36	26	18.6	26	18.6	26	18.6	26	18.6	26	18.6
37	26	18.6	26	18.6	26	18.6	26	18.6	26	18.6
38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
39	24	17	24	17	24	17	24	17	24	17
40	24	17	24	17	24	17	24	17	24	17
41	1.2	1	1.2	1	1.2	1	1.2	1	1.2	1
42	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
43	6	4.3	6	4.3	6	4.3	6	4.3	6	4.3
44	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
45	39.2	26.3	39.2	26.3	39.2	26.3	39.2	26.3	39.2	26.3
46	39.2	26.3	39.2	26.3	39.2	26.3	39.2	26.3	39.2	26.3
47	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
48	79	56.4	79	56.4	79	56.4	79	56.4	79	56.4
49	384.7	274.5	384.7	274.5	384.7	274.5	384.7	274.5	384.7	274.5
50	384.7	274.5	384.7	274.5	384.7	274.5	384.7	274.5	384.7	274.5
51	40.5	28.3	40.5	28.3	40.5	28.3	40.5	28.3	40.5	28.3
52	3.6	2.7	3.6	2.7	3.6	2.7	3.6	2.7	3.6	2.7
53	4.3	3.5	4.3	3.5	4.3	3.5	4.3	3.5	4.3	3.5
54	26.4	19	26.4	19	26.4	19	26.4	19	26.4	19
55	24	17.2	24	17.2	24	17.2	24	17.2	24	17.2
56	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
57	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
58	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
59	100	72	100	72	100	72	100	72	100	72

Barras	Caso inicial		Compensación Simultánea		Compensación Reactiva		Generación Distribuida		Conversión de Voltaje	
	P[kW]	Q[kVAr]	P[kW]	Q[kVAr]	P[kW]	Q[kVAr]	P[kW]	Q[kVAr]	P[kW]	Q[kVAr]
60	0	0	0	0	0	-600	0	0	0	0
61	1244	888	1244	888	1244	888	-527	888	1244	888
62	32	23	32	23	32	23	32	23	32	23
63	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
64	227	162	227	-269.41	227	-600	227	162	227	162
65	59	42	59	42	59	42	59	42	59	42
66	18	13	18	13	18	13	18	13	18	13
67	18	13	18	13	18	13	18	13	18	13
68	28	20	28	20	28	20	28	20	28	20
69	28	20	28	20	28	20	28	20	28	20

Tabla 17. Costos de transformadores

Barras	P [kW]	Q[kW]	S[kVA]	Dimensión Transformador	
				[kVA]	\$/unidad
1	0	0	0	n/A	n/A
2	0	0	0	n/A	n/A
3	0	0	0	n/A	n/A
4	0	0	0	n/A	n/A
5	0	0	0	n/A	n/A
6	2.6	2.2	3.405877273	30	1690
7	40.4	30	50.32057233	75	2430
8	75	54	92.4175308	100	2760
9	30	22	37.20215048	50	2000
10	28	19	33.83784863	50	2000
11	145	104	178.4404663	200	4370
12	145	104	178.4404663	200	4370
13	8	5.5	9.708243919	30	1690
14	8	5.5	9.708243919	30	1690
15	0	0	0	n/A	n/A
16	45.5	30	54.5	75	2430

Barras	P [kW]	Q[kW]	S[kVA]	Dimensión Transformador [kVA]	\$/unidad
17	60	35	69.46221995	75	2430
18	60	35	69.46221995	75	2430
19	0	0	0	n/A	n/A
20	1	0.6	1.166190379	30	1690
21	114	81	139.8463442	150	3460
22	5.3	3.5	6.351377803	30	1690
23	0	0	0	n/A	n/A
24	28	20	34.40930107	50	2000
25	0	0	0	n/A	n/A
26	14	10	17.20465053	30	1690
27	14	10	17.20465053	30	1690
28	26	18.6	31.96810911	50	2000
29	26	18.6	31.96810911	50	2000
30	0	0	0	n/A	n/A
31	0	0	0	n/A	n/A
32	0	0	0	n/A	n/A
33	14	10	17.20465053	30	1690
34	19.5	14	24.00520777	30	1690
35	6	4	7.211102551	30	1690
36	26	18.6	31.96810911	50	2000
37	26	18.6	31.96810911	50	2000
38	0	0	0	n/A	n/A
39	24	17	29.41088234	30	1690
40	24	17	29.41088234	30	1690
41	1.2	1	1.562049935	30	1690
42	0	0	0	n/A	n/A
43	6	4.3	7.381734214	30	1690
44	0	0	0	n/A	n/A
45	39.2	26.3	47.20519039	50	2000
46	39.2	26.3	47.20519039	50	2000
47	0	0	0	n/A	n/A
48	79	56.4	97.06678114	100	2760
49	384.7	274.5	472.5932077	500	8920

Barras	P [kW]	Q[kW]	S[kVA]	Dimensión Transformador [kVA]	\$/unidad
50	384.7	274.5	472.5932077	500	8920
51	40.5	28.3	49.40789411	50	2000
52	3.6	2.7	4.5	30	1690
53	4.3	3.5	5.54436651	30	1690
54	26.4	19	32.52629705	50	2000
55	24	17.2	29.52693685	30	1690
56	0	0	0	n/A	n/A
57	0	0	0	n/A	n/A
58	0	0	0	n/A	n/A
59	100	72	123.2233744	150	3460
60	0	0	0	n/A	n/A
61	1244	888	1528.424025	2000	29600
62	32	23	39.40812099	50	2000
63	0	0	0	n/A	n/A
64	227	162	278.8781096	300	5600
65	59	42	72.42237223	75	2430
66	18	13	22.20360331	30	1690
67	18	13	22.20360331	30	1690
68	28	20	34.40930107	50	2000
69	28	20	34.40930107	50	2000
TOTAL				5845	146480

Tabla 18. Cálculo de costos Transformadores

	30 [kVA]	50[kVA]	75[kVA]	100[kVA]	150[kVA]	200[kVA]	300[kVA]	500[kVA]	2000[kVA]
cantidad	19	14	5	2	2	2	1	2	1
\$/unidad	1690	2000	2430	2760	3460	4370	5600	8920	29600
Costo de [KVA]	56.33	40	32.4	27.6	23.06	21.85	18.66	17.84	14.8
Dimensión total [kVA]	570	700	375	200	300	400	300	1000	2000
Subtotal \$	32110	28000	12150	5520	6920	8740	5600	17840	29600
Costo total \$	146480								